

UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE ALMACENADORES DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO UN ALGORITMO EVOLUTIVO

GERMÁN LEONARDO ROA MARÍN

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, AGOSTO DE 2017**

**UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE ALMACENADORES DE
ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO UN ALGORITMO
EVOLUTIVO**

GERMÁN LEONARDO ROA MARÍN

**PROYECTO DE GRADO
PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
LÍNEA DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**DIRECTOR:
M. Sc. RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ ISAZA**

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, AGOSTO DE 2017**

Dedicatoria

A MI MADRE, quien ha sido mi guía día tras día en cada uno de los pasos que he tenido que dar en el transcurso de mi vida, quien con su cariño y comprensión ha sabido alentarme frente a cada obstáculo presentado en mi diario vivir, además de brindarme siempre su apoyo para ser una mejor persona.

A MIS MAESTROS, quienes han sido un pilar fundamental impartiendo sus conocimientos en mi proceso de formación académica; sin ellos no hubiera podido llegar a alcanzar este logro.

A MI HERMANO Y HERMANA, quienes me han acompañado en buenos y malos momentos durante todo este proceso de formación académica, brindándome siempre palabras de aliento.

A MIS AMIGOS Y AMIGAS, quienes han compartido conmigo momentos de victoria y derrota, quienes me han alentado de una u otra forma para poder llegar a cumplir este anhelado objetivo.

Agradecimientos

Antes que nada quiero extender mi más sincero agradecimiento a mi madre por siempre brindarme palabras de aliento y estar ahí para compartir el día a día en mi vida.

A Ricardo Alberto Hincapié Isaza Director del Trabajo de Grado quien me ha brindado asesoramiento, guía y apoyo en el transcurso del desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Tecnológica de Pereira por abrirme sus puertas y permitirme llevar mi proceso de formación académica y por medio de ella agradecer a mis maestros quienes compartieron conmigo sus conocimientos. A ellos gracias por la paciencia y enseñanza brindada.

Para finalizar quiero extender mi agradecimiento y gratitud a la Maestría en Ingeniería Eléctrica por abrirme las puertas y poder empezar y culminar mi proceso de formación académica y por brindarme apoyo incondicional. Muchas gracias por todo.

El autor

Resumen

En este trabajo se presenta una metodología para resolver el problema de la ubicación, dimensionamiento y operación óptima de elementos almacenadores de energía en sistemas de distribución de energía eléctrica. Para solucionar este problema se emplea un procedimiento iterativo del tipo maestro-esclavo, que consta de dos etapas. La primera etapa (maestro) consiste en definir el tamaño y ubicación del almacenador de energía en la red, para lo cual se utiliza un algoritmo evolutivo. La segunda etapa (esclavo) evalúa la solución proporcionada por la primera etapa por medio de un flujo de potencia óptimo para determinar la operación óptima del sistema. El modelo matemático empleado para describir el problema considera como función objetivo la maximización de los beneficios obtenidos de la instalación de los almacenadores de energía (AE) en la red de distribución. El conjunto de restricciones involucra las características técnicas y operativas del sistema.

Con el fin de verificar la eficiencia de la metodología propuesta, en este proyecto se realiza una comparación con los resultados obtenidos al emplear un modelo matemático propuesto en la literatura especializada [1], para lo cual son empleados dos sistemas de prueba IEEE (33 y 69 nodos). Los resultados encontrados validan lo propuesto en este trabajo, al encontrarse soluciones que presentan un mayor beneficio para el Operador de Red.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Sistemas de Almacenamiento de Energía	16
1.1. Generalidades	16
1.2. Tipos de almacenamiento de energía	16
1.2.1. Bombeo hidráulico	17
1.2.2. Sistemas de almacenamiento de aire comprimido	17
1.2.3. Sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS)	18
1.3. Costos de almacenamiento de diferentes tecnologías	22
2. Descripción y Formulación del Problema	24
2.1. Descripción del problema	24
2.2. Formulación matemática del problema	25
3. Metodología Propuesta	28
3.1. Codificación	28
3.2. Generación de población inicial	29
3.3. Infactibilidad y función de adaptación	30
3.4. Selección	30
3.5. Recombinación	31
3.6. Mutación	32
3.7. Modificación de la población	33
3.8. Criterio de parada	34
4. Aplicación y resultados	35
4.1. Sistema IEEE 33 nodos	36
4.1.1. Resultados obtenidos con el modelo propuesto	37
4.1.2. Resultados obtenidos con el modelo 2	39
4.2. Sistema IEEE 66 nodos	41
4.2.1. Resultados obtenidos con el modelo propuesto	42
4.2.2. Resultados obtenidos con el modelo 2	45
4.3. Comparación de los resultados obtenidos	47
5. Conclusiones y trabajos futuros	49
5.1. Conclusiones	49

5.2. Trabajos futuros	50
Bibliografía	51
Apéndice	54
A1. Datos del sistema IEEE 33 nodos	54
A2. Datos del sistema IEEE 69 nodos	55

Lista de Figuras

	Pág.
1.1. Típica central hidráulica de bombeo	17
1.2. Sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido	18
1.3. Principio de funcionamiento de un BESS	19
3.1. Codificación propuesta	28
3.2. Selección por torneo	31
3.3. Ejemplo de recombinación	32
3.4. Ejemplo de mutación	33
4.1. Curva de carga empleada	35
4.2. Valor del kWh empleado	36
4.3. Sistema de prueba IEEE 33 nodos	36
4.4. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 1 - Sistema IEEE 33 nodos	38
4.5. Perfiles de tensión del Modelo 1 - Sistema IEEE 33 nodos	39
4.6. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 2 - Sistema IEEE 33 nodos	40
4.7. Perfiles de tensión del Modelo 2 - Sistema IEEE 33 nodos	41
4.8. Sistema de prueba IEEE 69 nodos	41
4.9. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 1 - Sistema IEEE 69 nodos	44
4.10. Perfiles de tensión del Modelo 1 - Sistema IEEE 69 nodos	44
4.11. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 2 - Sistema IEEE 69 nodos	46
4.12. Perfiles de tensión del Modelo 2 - Sistema IEEE 69 nodos	46

Lista de Tablas

	Pág.
1.1. Costos totales unitarios por energía de las diferentes tecnologías de BESS	23
3.1. Discretización de potencia y energía	29
4.1. Tipos de AE empleados – Sistema IEEE 33 nodos	37
4.2. AE propuestos por el Modelo 1 – Sistema IEEE 33 nodos	37
4.3. Resultados obtenidos con el Modelo 1 en [USD×10 ⁶] – Sistema IEEE 33 nodos	38
4.4. AE propuestos por el Modelo 2 – Sistema IEEE 33 nodos	39
4.5. Resultados obtenidos con el Modelo 2 en [USD×10 ⁶] – Sistema IEEE 33 nodos	40
4.6. Tipos de AE empleados – Sistema IEEE 69 nodos	42
4.7. AE propuestos por el Modelo 1 – Sistema IEEE 69 nodos	42
4.8. Resultados obtenidos con el Modelo 1 en [USD×10 ⁶] – Sistema IEEE 69 nodos	43
4.9. AE propuestos por el Modelo 2 – Sistema IEEE 69 nodos	45
4.10. Resultados obtenidos con el Modelo 2 en [USD×10 ⁶] – Sistema IEEE 69 nodos	45
4.11. Comparación de resultados obtenidos en [USD×10 ⁶] – Sistema IEEE 33 nodos	47
4.12. Comparación de resultados obtenidos en [USD×10 ⁶] – Sistema IEEE 69 nodos	47

Nomenclatura y Notaciones

Abreviaciones

AGCB	:	Algoritmo Genético de Chu-Beasley.
AE	:	Almacenador de energía.
F_{ADAP}	:	Función de adaptación.
FO	:	Función objetivo.
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electronica).
Infact.	:	Infactibilidad de cada individuo.
OR	:	Operador de red.
p.u.	:	Por unidad.

Índices

b	:	Nodos eléctricos.
I	:	Circuitos o alimentadores primarios.
s	:	Almacenadores de energía.
se	:	Subestaciones eléctricas.
t	:	Periodo de tiempo.

Parámetros

B_{ij}	:	Susceptancia de la línea entre los nodos i - j .
B_{ij}^{shunt}	:	Susceptancia shunt de la línea entre los nodos i - j .
$C_{max_s}^{AE}$:	Capacidad de potencia aparente máxima del AE s .
C_{inv}	:	Costo total de inversión de los AE.
CE_t	:	Costo de la energía de la red en el periodo de tiempo t .
$E_{0_s}^{AE}$:	Energía inicial del AE s .
$E_{max_s}^{AE}$:	Energía máxima del AE s .
$E_{min_s}^{BESS}$:	Energía mínima del AE s .

G_{ij}	:	Conductancia de la línea entre los nodos i - j .
$P_{\max_s}^{AE}$:	Potencia máxima del AE s .
$P_{\min_s}^{AE}$:	Potencia mínima del AE s .
$P_{\text{perd}_t}^{\text{ini}}$:	Pérdidas totales de potencia activa en el periodo de tiempo t , sin considerar AE.
$P_{b,t}^{\text{LOAD}}$:	Demanda de potencia activa en el nodo b , en el periodo de tiempo t .
$P_{\text{ini}_{se,t}}^{\text{SE}}$:	Potencia activa de las subestación en el periodo de tiempo t , sin considerar AE.
$Q_{b,t}^{\text{LOAD}}$:	Demanda de potencia reactiva en el nodo b , en el periodo de tiempo t .
V_i^{\max}	:	Magnitud máxima de tensión en el nodo i .
V_i^{\min}	:	Magnitud mínima de tensión en el nodo i .
α	:	Penalización por infactibilidad.
Δt	:	Intervalo de tiempo de análisis.
η	:	Eficiencia del AE.

Variables

$P_{s,t}^{AE}$:	Potencia activa que inyecta/absorbe el AE s , en el periodo de tiempo t .
$P_{ij,t}$:	Potencia activa que circula por la línea entre los nodos i - j , en el periodo de tiempo t .
P_{perd_t}	:	Pérdidas totales de potencia activa en el periodo de tiempo t , con AE.
$P_{se,t}^{\text{SE}}$:	Potencia activa que inyecta la subestación en el periodo de tiempo t , con AE.
$Q_{ij,t}$:	Potencia reactiva que circula por la línea entre los nodos i - j , en el periodo de tiempo t .
$Q_{se,t}^{\text{SE}}$:	Potencia reactiva que inyecta la subestación en el periodo de tiempo t , con AE.
$V_{i,t}$:	Magnitud de la tensión en el nodo i , en el periodo de tiempo t .
$\theta_{i,t}$:	Angulo de la tensión en el nodo i , en el periodo de tiempo t .

Introducción

Tradicionalmente los sistemas de distribución han sido diseñados con una estructura radial, donde el flujo de potencia circula desde la subestación de distribución (o transformadores de distribución) hacia la carga. Sin embargo en los últimos años han aparecido nuevos elementos, los cuales a pesar de los beneficios técnicos y económicos que presentan, han impactado la operación del sistema.

Uno de estos elementos es el almacenador de energía (AE) o ESS (por sus siglas en inglés: *Energy Storage System*), el cual es un dispositivo que permite almacenar energía e inyectarla a la red (proceso de carga o descarga), en función de las características operativas que se requieran. La ubicación de estos elementos en un sistema de distribución permite disminuir pérdidas técnicas, modificar la curva de carga, mejorar las cargabilidades de los elementos, aumentar la confiabilidad de la red, disminuir la inversión en nuevos equipos y reducir los costos asociados al valor de compra de energía que se le inyecta al sistema. Sin embargo el uso de estos elementos en un sistema de distribución impone nuevos retos para los Operadores de Red (OR), debido a: i) la gran cantidad de posibles ubicaciones que pueden tener, ii) encontrar su dimensionamiento adecuado y iii) el proceso de operación, es decir, los periodos de carga y descarga.

De acuerdo a lo anterior, la ubicación, dimensionamiento y operación óptima de un elemento almacenador de energía en un sistema de distribución es considerado como un problema con alta complejidad matemática (NP-completo), por lo que su solución requiere de metodologías eficientes que permitan solucionarlo de una manera adecuada.

Para solucionar este problema en la literatura especializada se han propuesto diversos trabajos que consideran diferentes modelos matemáticos, los cuales han usado diversas técnicas y metodologías para su solución. A continuación se presentan los trabajos más relevantes.

En 1994 [2], se considera una micro-red con penetración de energías renovables, en la cual se determina la ubicación y dimensionamiento de los AE en conjunto con sistemas fotovoltaicos para mejorar la confiabilidad de la red.

En 1995 [3], se presenta un algoritmo de programación dinámica para la operación óptima del proceso de carga/descarga del AE, el cual minimiza el consumo de energía para una determinada capacidad de la batería al reducir el pico de la demanda diaria, aprovechando la diferencia del precio de la energía entre las diferentes horas del día.

En 1999 [4], se propone una metodología para maximizar el ahorro del costo de combustible y los beneficios que se derivan de la diferencia de precios de energía entre la hora pico y las horas valle, encontrando el dimensionamiento óptimo y la programación carga/descarga del AE.

En 2005 [5], se presenta una metodología multi-objetivo basada en algoritmos evolutivos (NSGA) con el fin de evaluar el impacto de la instalación de AE en subestaciones de distribución.

En 2007 [6], se propone una metodología que dimensiona un AE para proporcionar regulación de frecuencia, donde las simulaciones numéricas basadas en mediciones históricas son utilizadas para determinar la capacidad mínima posible del AE, es decir, el menor costo posible que cumpla con los requisitos técnicos de la red. El mismo año en [7], se determina la dimensión óptima de un AE basada en una programación dinámica que minimiza el pago de energía y reduce el deterioro de la batería para un perfil de carga determinado. La función objetivo maximiza el beneficio económico obtenido al aplanar la curva de carga durante un periodo determinada de tiempo.

En 2008 [8], se presenta un método para determinar la capacidad necesaria de un AE en conjunto con un parque eólico, con el fin de maximizar el beneficio económico que se obtiene de la potencia despachada del parque eólico frente al costo de los AE. Este mismo año en [9], se incorporan criterios de seguridad en un problema de programación lineal que determina la capacidad de potencia y la mejor capacidad del depósito para una estación de almacenamiento en un sistema en isla. Se utilizan técnicas de agrupamiento difuso para abordar la naturaleza estocástica de la carga y la producción renovable, con el fin de generar diferentes escenarios para el problema de optimación, minimizando los costos de operación del sistema.

En 2009 [10], se utiliza una metodología para dimensionar y operar óptimamente un AE el cual es utilizado como reserva rodante en un sistema de potencia aislado. Se emplea un algoritmo de control que toma los límites de carga de estados ajustables, con el fin de lograr la máxima rentabilidad esperada del AE, cumpliendo con los requisitos de control de frecuencia. Este mismo año en [11], se presenta una metodología para el dimensionamiento de AE basado en optimización estocástica. El problema se formula utilizando datos representativos del sistema, el cual busca determinar la capacidad de almacenamiento que se requiere para minimizar la energía diaria suministrada por una planta diésel-eólica.

En 2010 [12], se propone una metodología para integrar AE en sistemas de distribución, los cuales presentan una alta penetración de energía eólica. El mismo año en [13], se propone un algoritmo genético en combinación con un algoritmo de programación cuadrática secuencial para determinar la ubicación y localización de generación distribuida, AE y bancos de condensadores en redes de distribución. La función objetivo considera las pérdidas de la red, los costos asociados a las mejoras de la red y el flujo de energía hacia la red externa.

En 2011 [14], se utiliza un algoritmo genético para obtener el tamaño, tipo, ubicación óptima y operación económica de AE en micro-redes, maximizando el beneficio obtenido durante un periodo de vida operativa del sistema. El mismo año en [15], se desarrolla una metodología sobre el uso de AE para la regulación de tensión, examinando las capacidades de almacenamiento sin y con la presencia de generación distribuida. En cada una de los escenarios son propuestas y analizadas diferentes estrategias de control, con el objetivo de seleccionar la estrategia más eficaz.

En 2012 [16], se propone una metodología para determinar la cantidad total de potencia/energía requerida por los AE, de forma que pueda integrarse al sistema con diversas fuentes de energía. El mismo año en [17], se ubican AE para el soporte de tensión en sistemas de distribución, usando índices de sensibilidad en función de las inyecciones de potencia nodal. El problema es formulado como un problema de programación lineal entera mixto, donde la función objetivo minimiza las desviaciones de tensión de la red.

En 2013 [1], se plantea una metodología para la localización y dimensionamiento óptimo de AE. La metodología considera dos etapas: en la primera etapa se emplea un algoritmo genético para proporcionar la localización y el tamaño del AE y en la segunda etapa se evalúa la solución propuesta usando un flujo de potencia. La función objetivo involucra las desviaciones de tensión, pérdidas de la red, y el ahorro del costo de la energía que entrega la red externa.

En 2014 en [18], se realiza una revisión de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía usadas en micro-redes eléctricas y se llega a la conclusión de que en este contexto no existe una tecnología óptima de AE que se adapte bien frente a cualquier todo tipo de sistemas de distribución, por lo que se recomienda tener combinaciones de distintos tipos de tecnologías dependiendo del sistema bajo análisis. El mismo año en [19], se propone una metodología para operar de forma económica redes de distribución con dispositivos de almacenamiento de energía, buscando minimizar las pérdidas de potencia activa de la red con un modelo matemático exacto. Igualmente en 2014 en [20], se ubican AE dentro de redes convencionales combinadas con redes HVDC (*High Voltage Direct Current*), buscando que los dispositivos de almacenamiento mejoren el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

En 2015 en [21], se propone una metodología que emplea dos metaheurísticas para su solución: un AGCB y un algoritmo de enjambre de partículas, con el fin de ubicar generadores distribuidos, reconectores y AE en un sistema distribución de energía eléctrica.

En 2017 en [22], se emplea una metodología de optimización multiobjetivo para ubicar, dimensionar y operar de forma óptima AE, con el fin de minimizar las pérdidas de la red y los costos de inversión de estos dispositivos.

De los trabajos presentados previamente, se observan los siguientes aspectos:

- La gran mayoría de artículos consideran el impacto en la disminución de las pérdidas técnicas.
- Tres (3) artículos usan una metodología maestro-esclavo [1, 13, 22].
- Solo (1) artículo considera los costos de instalación de AE [22]. Sin embargo este artículo no lleva en cuenta el ahorro económico en la inyección de energía de la red externa.

De la revisión bibliográfica realizada se aprecia que no existe una metodología que considere de forma simultánea los costos de inversión en AE, el ahorro económico en pérdidas de energía y la disminución del costo de la energía que se inyecta de la red externa, usando una estrategia maestro-esclavo para solucionar el problema, lo cual sustenta lo propuesto en este trabajo.

En este trabajo el maestro es direccionado por un algoritmo genético especializado (desarrollado por Chu & Beasley - AGCB), el cual propone la ubicación y dimensionamiento de los almacenadores de energía. Se decidió emplear esta metaheurística debido al éxito que ha presentado en problemas con complejidad matemática similar. Posteriormente el esclavo es ejecutado por medio de un flujo de potencia óptimo, el cual permite evaluar las condiciones operativas del sistema de distribución, para cada una de las propuestas dadas por el maestro. Una vez el esclavo es resuelto, el modelo matemático puede ser evaluado para cada individuo de la población, por lo que se obtiene el beneficio económico de cada una de ellas. Luego estos valores (función de adaptación) son retornados al problema maestro, con el fin de permitir que este realice su proceso evolutivo. Este procedimiento iterativo termina después de un número predefinido de iteraciones (o generaciones para el AGCB).

Para describir el problema se emplea un modelo matemático del tipo no lineal entero mixto, que tiene como función objetivo la maximización de los beneficios económicos obtenidos al instalar estos elementos en el sistema. Esta función está compuesta por tres términos: i) el costo de instalación de los AE, ii) el ahorro asociado a las pérdidas técnicas de energía y iii) y el ahorro asociado a la inyección de energía en la subestación, por parte del OR. El conjunto de restricciones está dado por las características técnicas y operativas del sistema de distribución y de los AE.

En la solución del problema son realizadas las siguientes consideraciones: i) los AE son considerados propiedad del OR y ii) el valor de la energía es variable durante el día.

Con el fin de verificar la eficiencia de lo propuesto en este proyecto, se realiza un análisis comparativo con los resultados obtenidos al aplicar una metodología presentada en la literatura especializada, para lo cual se consideran dos sistemas de prueba IEEE de 33 y 66 nodos. Esta comparación demuestra la eficiencia de la metodología propuesta al encontrar mayores ganancias monetarias para el OR, y respalda la importancia de considerar de forma simultánea diferentes criterios como la ubicación, dimensionamiento, operación y beneficio económico.

El documento es desarrollado de la siguiente forma. En el Capítulo 1 se describen las diferentes tecnologías existentes para almacenar energía. En el Capítulo 2 se presenta la formulación del problema y el modelo matemático que lo describe. En el Capítulo 3 se ilustra la metodología propuesta para solucionar el problema. En el Capítulo 4 se presenta la aplicación y los resultados obtenidos. Finalmente en el Capítulo 5 se muestran las conclusiones y recomendaciones derivadas de este proyecto.

Capítulo 1

Sistemas de Almacenamiento de Energía

1.1. Generalidades

El objetivo principal de un sistema eléctrico es entregar al usuario final la energía con criterios de confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en el suministro. Con el fin de dar cumplimiento a estos requerimientos, los OR han implementado en los últimos años diferentes clases de dispositivos que permiten flexibilizar y facilitan la operación de los sistemas de distribución, dentro de un contexto cada vez más influenciado por las redes inteligentes. Uno de estos dispositivos es el AE, el cual aparece como una nueva alternativa debido a los beneficios técnicos que presenta, y al incremento de su eficiencia operativa con costos cada vez más competitivos.

Estos elementos almacenan energía en forma cinética, potencial o en forma química para posteriormente transformarla en electricidad. Su uso permite flexibilizar las redes de distribución, dado que proporciona diferentes ventajas como suplir la demanda punta usando energía generada en periodos de baja demanda, disminuir congestiones en las líneas de distribución, y retrasar expansiones en la red eléctrica, entre otros [23] [24].

Los distintos usos de los AE están determinados por las características técnicas que cada sistema posee. Por ejemplo para aplicaciones que necesitan grandes cantidades de energía en periodos de tiempo relativamente cortos, se han diseñado super-capacitores, volantes de inercia y almacenamiento de energía magnética por superconducción. Para aplicaciones que requieren almacenar grandes cantidades de energía y que debe ser descargada en periodos largos de tiempo, se tienen sistemas de almacenamiento de aire comprimido, sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico y sistemas de almacenamiento de baterías [25], [26] y [27].

1.2. Tipos de almacenamiento de energía

A continuación se presentan las características de los diferentes tipos de almacenadores de energía que se pueden emplear en sistemas eléctricos de potencia.

1.2.1. Bombeo hidráulico

La energía hidráulica de bombeo es una tecnología grande, robusta y comercial que es utilizada actualmente en todo el planeta. Su principio de funcionamiento está basado en manejar la energía gravitacional del agua, bombeando el agua desde una reserva de agua inferior hacia una reserva superior durante periodos de poca demanda de electricidad. En el momento en que ocurre la demanda pico, el agua fluye desde la reserva superior a la inferior, permitiendo transformar la energía potencial de la reserva superior en energía eléctrica mediante el uso de generadores convencionales. Generalmente se utilizan cuencas de ríos o lagos naturales como reservas inferiores e inclusive existen algunos ejemplos de reservorios subterráneos. En estos casos, la energía almacenada es proporcional al producto del volumen de agua de la reserva superior y la altura de la caída del agua. En la Figura 1.1 se presenta el esquema de una central hidráulica de bombeo.

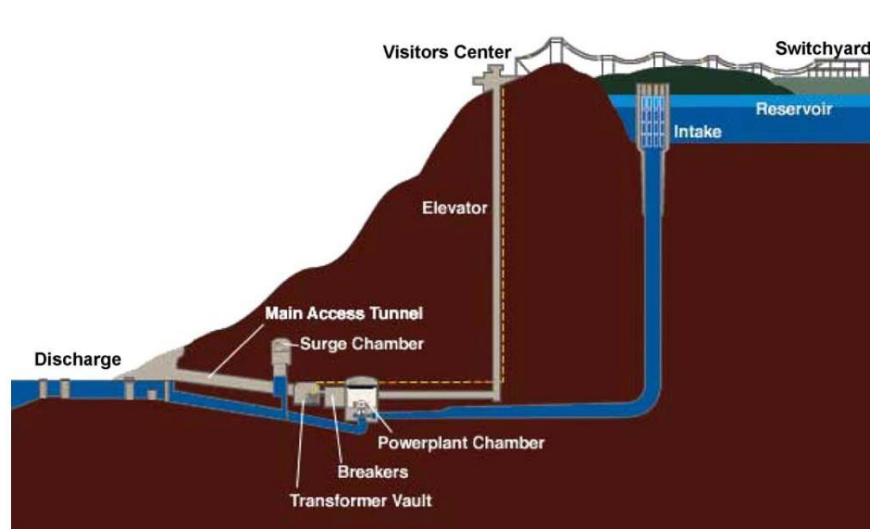


Figura 1.1. Típica central hidráulica de bombeo [28]

La eficiencia de una central hidráulica de bombeo está entre 76% y 85%, y pueden tener un tamaño hasta de 4 GW, con una vida de duración de 50 años. Es la única tecnología de almacenamiento capaz de mantener una descarga por 6 horas a potencia nominal [28].

Una de las mayores desventajas del almacenamiento de energía utilizando una central de bombeo hidráulico es su localización geográfica. Para que sea factible la construcción de una central de bombeo tiene que existir una reserva inferior y superior que sea capaz de almacenar gran cantidad de agua. Otro inconveniente es su alto costo de inversión y largo periodo de tiempo requerido para su construcción [29].

1.2.2. Sistemas de almacenamiento de aire comprimido

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido emplean electricidad para comprimir gas dentro de una formación geológica o en una cámara especialmente diseñada para este fin. Cuando se requiere inyectar energía a la red, el aire comprimido es extraído de su almacenamiento al ser

calentado, para posteriormente pasar por un conjunto de turbinas de alta y baja presión donde la mayor parte de la energía se convierte en energía cinética rotacional. Para provocar la expansión del aire se calienta utilizando combustión de gas natural o se aprovecha el calor que se produce en el proceso de compresión del aire. Estas turbinas están acopladas a generadores eléctricos para generar energía eléctrica, donde el escape de la turbina se utiliza para calentar el aire con el fin de aumentar su energía cinética. La Figura 1.2 presenta el esquema del funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido [30].

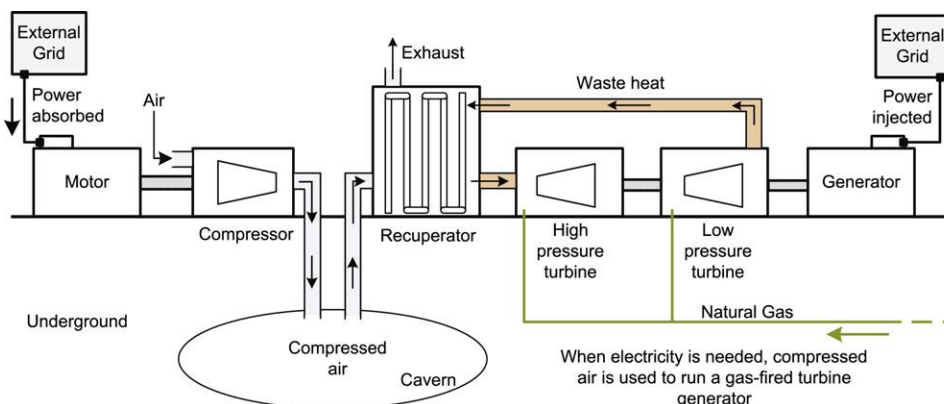


Figura 1.2. Sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido [30]

En la actualidad, el uso de los sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido no está generalizado. Sólo dos plantas se han construido en el mundo hasta ahora: una en Alemania (290 MW) y la otra en Estados Unidos (110 MW) [31]. No obstante, esta tecnología está atrayendo en la actualidad mucho interés. Actualmente se está construyendo un parque de almacenamiento de energía en Iowa (Estados Unidos), con 2700 MW de potencia. Esto se está desarrollando en conjunto con un parque eólico, donde el objetivo del sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido es el exceso de generación de la energía eólica [32].

El tiempo de vida de las instalaciones del sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido es aproximadamente 40 años, con una eficiencia energética entre 70% y 75% [28]. Es importante recalcar que los precios de inversión se reducen considerablemente al utilizar cavernas o minas abandonadas para almacenar el aire comprimido. Al mismo tiempo se destaca que las emisiones de efecto invernadero son mucho menores que las de un generador a gas convencional, y además en este sistema de almacenamiento los tiempos de partida son mucho menores que una central de gas convencional.

1.2.3. Sistema de almacenamiento de energía por baterías

Las baterías son una de las tecnologías de almacenamiento de energía más utilizadas en el mercado. La energía se almacena en energía electroquímica en un conjunto de múltiples celdas conectadas en serie, en paralelo o ambas, para obtener la tensión y capacidad deseada. Cada célula consta de dos electrodos conductores y un electrolito, colocados juntos en un recipiente especial sellado y

conectados a una fuente o carga externa [30]. El electrolito permite el intercambio de iones entre los dos electrodos, mientras los electrones fluyen a través del circuito externo. Los AE son una solución para módulos de baterías de baja tensión, conectados en serie/paralelo para lograr las características eléctricas deseadas [33]. En la Figura 1.3 se muestra el principio de funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía por baterías.

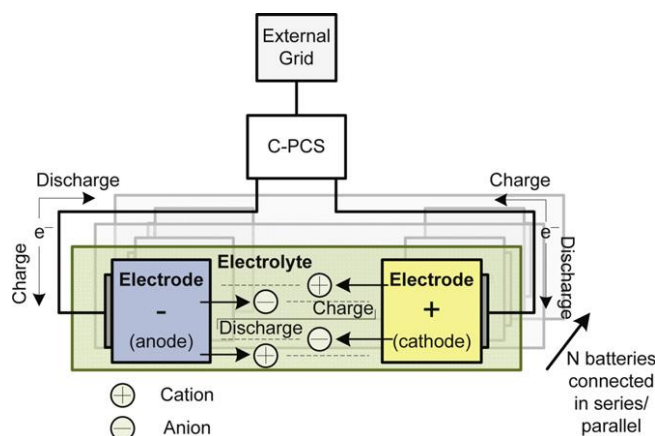


Figura 1.3. Principio de funcionamiento de un AE [30]

Muchos tipos de baterías son ahora tecnologías bien desarrolladas. De hecho, las actividades de investigación que involucran baterías de plomo-ácido se han llevado a cabo durante varias décadas. No obstante, se está realizando un gran esfuerzo para convertir tecnologías como las baterías de níquel-cadmio y de iones de litio en opciones rentables para aplicaciones de mayor potencia [30]. A continuación se presentan las tecnologías de baterías más importantes empleadas en la actualidad [34].

- **Baterías de sulfuro de sodio (NaS)**

El comienzo de la investigación de la batería de NaS se remonta a los años 60, cuando investigadores descubrieron que el cerámico β -alumina ($NaAl_{11}O_{17}$), permitía una alta conductividad iónica para iones de sodio a una alta temperatura. Este efecto es muy beneficioso, pues al utilizar la β -alumina como electrolito sólido en una celda electroquímica de alta temperatura, se produce un intercambio de iones de manera sencilla. Cuando la batería se descarga el sodio se combina con el electrodo de sulfuro formando polisulfuro de sodio. Cuando se carga, las reacciones se invierten y el sodio vuelve al interior del tubo.

Esta tecnología tiene la ventaja de que las reacciones son exotérmicas (liberan calor), por lo que es fácil mantener la temperatura de operación. Además posee una alta densidad energética, gran cantidad de ciclos de vida variando entre 2500 y 5000, con eficiencia de ciclo completo del 75% al 80%. Operando de manera diaria es posible llegar a los 15 años de operación. A lo anterior se puede sumar que las baterías tienen poca auto-descarga, bajo mantenimiento y se puede reciclar cerca del 99% de los materiales utilizados.

Las desventajas de esta tecnología se encuentran en la producción en gran escala de β -alumina, pues sus costos están en aumento y su uso está limitado a aplicaciones estacionarias, debido a la alta temperatura que alcanzan. A esto se suma la dificultad de mantener la batería sellada con el fin de no exponer los reactivos al aire.

Esta tecnología ha sido construida en Japón por la compañía eléctrica de Tokio (TEPCO) y por NGK Insulator (NGK) desde los años 90 y se ha usado en varios proyectos en aplicaciones de recorte de punta. Fue usada para construir un proyecto de 34 MW en Japón y además NGK ha construido baterías de 1.2 MW para ser usada como sistemas de almacenamiento de energía distribuido en Estados Unidos.

- **Baterías redox**

Las baterías de flujo (redox) son tecnologías relativamente nuevas y su funcionamiento está basado en reacciones de reducción y oxidación en soluciones electrolíticas. La celda contiene dos compartimentos separados por una membrana iónica que no permite el paso de los iones de vanadio, pero sí deja pasar los de hidrógeno. Las soluciones electrolíticas son bombeadas continuamente de tanques externos que contienen los pares solubles de las reacciones de óxido-reducción. La energía de las baterías redox se almacena en el electrolito, cambiando la concentración de los iones presentes en la solución. En la práctica, las celdas se ordenan en arreglos de celdas usando electrodos bipolares. La potencia del sistema está determinada por el número de celdas en el arreglo, y la energía por la concentración y volumen de los electrolitos.

En este tipo de sistemas no hay auto-descarga, ya que los electrolitos no pueden reaccionar entre ellos pues se encuentran separados por la membrana. En la actualidad tecnologías redox de bromuro de zinc y bromuro de polisulfato permiten tener eficiencias entre 75% y 80%, y además poseen alta energía específica comparada con la tecnología de flujo de vanadio.

Dentro de las desventajas se tiene que el diseño de las bombas obliga a mantener sensores, lo que disminuye la confiabilidad del sistema y encarece los costos. Adicionalmente se debe realizar manutención a la membrana, la cual es una parte fundamental de la batería, pues permite separar a los electrolitos. En la actualidad las membranas se encuentran en constantes mejoras para aumentar su vida útil. Por otro lado, las roturas en los tanques de electrolitos pueden causar daños ambientales y peligros considerables para el personal durante la instalación o el mantenimiento.

Actualmente se encuentra en construcción un AE de flujo de zinc de 25 MW y 75 MWh en California. Esta planta tiene el objetivo de controlar la intermitencia de la energía del viento y desplazar la construcción de una central de gas natural de 50 MW.

- **Baterías de ión litio**

Las características que favorecen la utilización de la batería de litio son el bajo potencial redox del litio, su bajo peso molecular y el pequeño radio atómico, lo cual favorece la difusión del ion, permitiendo que los arreglos de celdas de litio tengan una alta tensión de salida y además altas

densidades energéticas. Estas características, sumadas a ciclos de vida prolongados, han logrado que la batería de litio tenga un lugar importante en la industria de la electrónica portátil.

El electrodo negativo es un carbón en forma de grafeno (configuración plana de los átomos de carbono), que mantiene litio entre sus capas, mientras que el electrodo positivo se constituye por un compuesto que permite que el litio se una a él mediante un enlace covalente, manteniendo también estructura tipo capa. Ambos electrodos pueden insertar o remover litio de sus estructuras. Durante la carga el electrodo positivo remueve iones de litio de su estructura tipo capa, mientras que en el electrodo negativo los iones de litio se insertan al grafeno. El proceso se revierte durante la descarga. Los electrodos están separados por un electrolito líquido orgánico.

Debido a su larga vida útil, alta densidad energética y seguridad, se han desarrollado aplicaciones de baterías, tanto para aplicaciones conectadas a la red como para vehículos eléctricos. Las baterías de ion litio poseen una alta eficiencia (80% - 94%) y una larga vida útil (5000 ciclos).

Las principales desventajas de estas baterías se deben a temas de seguridad, pues se debe mantener una tensión y una temperatura de operación dentro de rangos apropiados, debido a la fragilidad de su estructura. Además, existe un aumento del riesgo de incendio debido al uso de solventes orgánicos inflamables.

Existen variados proyectos de baterías de ion litio instaladas en el mundo. Los más grandes, en cuanto a potencia instalada son el de Laurel Mountain en Estados Unidos (32 MW por 15 minutos) y el de Anchorage en Alaska (25 MW por 34 minutos). Luego se encuentran dos proyectos en Chile: en Angamos (20 MW) y en los Andes (12 MW), ambos con una duración de 20 minutos de descarga.

• **Baterías de plomo ácido**

Las baterías de plomo ácido se comenzaron a comercializar en 1870, por lo que es una tecnología que posee varias décadas de conocimiento. La celda de plomo ácido está compuesta por dos electrodos, uno de plomo (electrodo negativo) y otro de óxido de plomo (electrodo positivo), inmersos en una solución de agua con ácido sulfúrico. Los electrodos se encuentran separados por una membrana aislante y permeable que evita cortocircuitos entre los electrodos.

El principio de funcionamiento se basa en reacciones químicas reversibles. Durante la descarga el ion sulfato se combina con el plomo para formar sulfato de plomo que se deposita en los terminales positivo y negativo, causando que la concentración del sulfato disminuya en la solución. Al cargarse la batería, el sulfato de plomo se convierte en plomo en el electrodo negativo, y en óxido de plomo en el electrodo positivo.

Existen dos tipos de tecnologías de plomo ácido: la versión ventilada y la regulada por válvulas (o sellada). Ellas se diferencian en que el mantenimiento para la batería de plomo regulada por válvulas es menor, debido a la menor corrosión del medio ambiente. Sin embargo la vida útil de la

batería de plomo ácido sellada es menor que la ventilada, debido a que es menos tolerante frente a cambios de temperatura.

Las ventajas de la tecnología de plomo ácido se deben a que ya ha sido probada en múltiples aplicaciones, por lo que tienen una alta confiabilidad y además poseen una vida útil de 1000 ciclos a 4500 ciclos (dependiendo del fabricante) y una eficiencia entre 75% y 90%.

Una de las desventajas se debe a que la cantidad mundial de plomo es limitada y se espera que para el 2050 ya no existan reservas de este metal. Otra desventaja se relaciona con el daño ambiental que se produciría si llegara a existir derrame de ácido sulfúrico. Esta situación puede ocurrir durante el transporte o instalación de la batería, lo cual puede causar efectos negativos en el suelo y en el agua.

La tecnología de plomo ácido se ha usado en aplicaciones de gran tamaño con el objetivo de entregar apoyo a la red. Las aplicaciones más importantes son: Alemania con una potencia de 8.5 MW y una hora de descarga, España con 4 MW y 1 hora de descarga, Puerto Rico con 14 MW y 1.5 horas de descarga y Estados Unidos con 10 MW y una posibilidad de descarga de 4 horas.

- **Baterías de níquel cadmio (NiCd)**

El desarrollo de las baterías de níquel cadmio empezó en los años 50, por lo que se la considera una batería que ha alcanzado una madurez significativa en el mercado. El principio de funcionamiento es similar a la batería de plomo ácido. La batería se compone de electrodos de níquel y cadmio, para el electrodo positivo y negativo, respectivamente. Ambos electrodos son hidróxidos de los elementos que los constituyen ($Ni(OH)_2$ y $Cd(OH)_2$), los cuales son aislados por un separador e inmersos en una solución donde el hidróxido de potasio es el electrolito KOH . Durante el ciclo de carga, el $NiOOH$ se deposita en el electrodo positivo, mientras que en el electrodo negativo se deposita cadmio metálico, manteniéndose constante la concentración de KOH en la solución.

Las baterías de níquel cadmio pueden alcanzar una vida útil de 3500 ciclos (a 80% de profundidad de descarga) y requieren poco mantenimiento. Sin embargo la cantidad de ciclos de vida útil depende, en gran manera, de la profundidad de descarga, llegando a alcanzar hasta 50.000 ciclos con un 10% de profundidad de descarga.

Las mayores desventajas de las baterías de $NiCd$ son su toxicidad. Además el cadmio y el níquel son metales pesados tóxicos, que pueden causar riesgo a la vida de las personas. Por ello, en el 2003, Europa obligó a reciclar el 75% de estas baterías, aumentando el costo de este tipo de sistemas de almacenamiento y limitando su éxito comercial.

1.3. Costos de almacenamiento de diferentes tecnologías

Los costos de almacenamiento de las diferentes tecnologías de AE usualmente se representan por un costo total unitario por potencia o energía, donde dichos costos incluyen: baterías, convertidores, conectores, apilamiento y sistemas de control. Es necesario aclarar que estos costos varían

constantemente a causa de la entrada de nuevos materiales y estrategias de control que hacen más económica y eficiente su producción. En la Tabla 1.1 se muestran los aspectos más relevantes de este tipo de AE [28], [35] y [36].

Tabla 1.1. Costos totales unitarios por energía de las diferentes tecnologías de AE

Tecnología	Costo total por energía [\$/kWh]	Eficiencia [pu]	Vida útil [ciclos]
Plomo ácido	425 - 475	85 - 90	2200
Plomo ácido (avanzado)	625 - 1150	0.75 - 0.90	4500
Nas	445 - 555	0.75	4500
Li-ion	900 - 1700	0.90 - 0.94	4500
Vanadio redox	750 - 830	0.65 - 0.75	10000
Zn/Br redox	290 - 350	0.60	10000
Fe/Cr redox	300 - 400	0.75	10000
Zn/Aire redox	325 - 350	0.75	4500

Capítulo 2

Descripción y Formulación del Problema

2.1. Descripción del problema

La instalación de elementos almacenadores de energía en un sistema de distribución presenta las siguientes ventajas:

- Permite disminuir las pérdidas técnicas de energía.

En momentos en que el AE se encuentra en proceso de descarga, es decir, inyectando energía a la red, parte de la demanda del sistema de distribución es alimentada por dichas inyecciones. Esto ocasiona que los niveles de corriente que circulan desde la subestación disminuyan, impactando directamente en las pérdidas técnicas del sistema (término I^2R).

- Mejoramiento de la regulación de tensión.

Al circular menores corrientes por el sistema de distribución (proceso de descarga del AE), también disminuirán las caídas de tensión, mejorando la regulación en los nodos de la red.

- Modificación de la curva de carga.

Una práctica recomendada para la operación del AE es permitir su proceso de carga en periodos valle de la curva de carga, y realizar su proceso de descarga en periodos donde se presenta la demanda máxima. De esta forma se obtiene una modificación a la curva de carga tradicional, lo cual incide en un aplanamiento en su comportamiento, permitiendo una mejor circulación de flujos en el sistema.

- Disminución del costo de la energía inyectada en la subestación.

El costo de la energía que se inyecta al sistema de distribución desde la subestación disminuye debido a que parte de la energía para alimentar la carga es proveniente de los AE.

- Mejoramiento de la cargabilidad de los elementos.

Al disminuir la circulación de corriente por los elementos del sistema, se mejora su cargabilidad lo cual permitiría en algún momento operativo abastecer una mayor cantidad de carga. Adicionalmente, esta situación podría mejorar el ciclo de vida útil de los elementos del sistema.

- Aumento de la confiabilidad de la red.

Permite contar con una alimentación adicional para las cargas del sistema, en el momento en que la inyección desde la subestación quede por fuera de funcionamiento. Esto incluso podría garantizar una operación en isla por momentos de tiempo determinados, lo cual impactaría en indicadores de continuidad del servicio para el OR.

- Disminución de compra de equipos.

Debido a que la cargabilidad de los elementos del sistema puede ser baja en presencia de AE, esto lleva a pensar que las inversiones en el tiempo pueden disminuir, dado que la exigencia de alimentar el crecimiento de las cargas sería menor.

Sin embargo, a pesar de las grandes ventajas técnicas y económicas que presentan los AE, una inadecuada ubicación, dimensionamiento u operación de un AE en un sistema puede ocasionar los siguientes inconvenientes: *i)* sobrecostos debido a la compra del AE, ya que al no emplearse de forma adecuada, su inversión podría no ser recuperada en el tiempo, *ii)* aumento de cargabilidades de los elementos, e *iii)* inadecuados niveles de tensión.

Adicionalmente, la penetración de AE impone nuevos requerimientos para un OR, debido a: *i)* la gran cantidad de posibles ubicaciones que pueden tener, *ii)* encontrar su dimensionamiento adecuado y *iii)* el proceso carga y descarga de energía.

De acuerdo a lo anterior, para garantizar una eficiente articulación entre los AE y los sistemas de distribución, se deben tener en cuenta diferentes criterios técnicos, operativos y económicos. En este proyecto de grado, estos criterios fueron considerados en el modelo matemático propuesto para formular el problema. Es preciso aclarar que los AE son considerados propiedad del OR, por lo que no existe un conflicto asociado a diferentes participantes. En la siguiente sección se detalla el modelo matemático empleado.

2.2. Formulación matemática del problema

El modelo matemático propuesto en este proyecto considera diferentes criterios técnicos y operativos debido a la penetración de AE en redes de distribución, así como el beneficio económico que obtiene el OR. El modelo propuesto tiene en cuenta los siguientes aspectos: el AE es propiedad del operador de red, y el costo de la energía es variable en el día, es decir, presenta valores más elevados en horas pico y disminuye en horas valle.

El modelo matemático se ilustra en las ecuaciones (2.1) a (2.10), donde la función objetivo está dada por la ecuación (2.1) y el conjunto de restricciones por las ecuaciones (2.2) a (2.10). Este modelo es del tipo no lineal entero mixto. Es considerado no lineal debido a la aplicación de las ecuaciones de balance nodal y el uso de algunas variables al cuadrado, y es entero mixto debido a la presencia de variables enteras y continuas.

La función objetivo está compuesta por tres términos, y tiene como objetivo principal la maximización de los beneficios económicos que obtiene el OR, expresados en valor presente. El primer término está dado por la diferencia entre la potencia que se obtiene de la red con y sin la presencia de AE. Este término permite determinar un ahorro económico para el OR en función de la energía que debe ser inyectada desde la red externa. El segundo término representa la reducción del costo de las pérdidas de energía bajo la presencia de los AE. Este valor se obtiene por la resta de las pérdidas del sistema antes y después de ubicar los AE.

Se puede observar que los dos primeros términos vienen precedidos por un factor de multiplicación (fa), el cual permite expresar estos costos en valor presente neto, considerando el tiempo de vida útil de los AE. Ambos términos son evaluados en forma horaria en función del costo de la energía (primer sumatoria). El tercer término es el costo de compra e instalación de los AE en la red, el cual viene dado en función del valor nominal de dichos dispositivos; se coloca con signo negativo dentro de la función objetivo dado que los costos de adquisición de los dispositivos son una inversión y no un ahorro.

El conjunto de restricciones dado por las ecuaciones (2.2) a (2.10) considera aspectos técnicos y operativos, tanto para el sistema de distribución, como para los AE. Las ecuaciones (2.2) a (2.5) son las ecuaciones de balance nodal dadas por la aplicación de las leyes de Kirchhoff. La ecuación (2.6) asegura que las magnitudes de tensión en todos los nodos se encuentren dentro de los límites permitidos por normatividad. Las ecuaciones (2.7) y (2.8) hacen referencia a la cantidad máxima de energía activa que puede ser almacenada o entregada por los dispositivos de almacenamiento, asumiendo que la entrega o absorción de potencia reactiva no afecta la relación existente entre la potencia activa y la energía de los dispositivos. Involucran la eficiencia de los dispositivos de almacenamiento, el intervalo de tiempo que se analiza (generalmente 1 hora) y la energía inicial de cada AE. Finalmente las ecuaciones (2.9) y (2.10) garantizan que tanto la potencia entregada o consumida por los AE en cualquier instante de tiempo, permanezcan dentro de unos límites operativos previamente establecidos, los cuales vienen dados por su tamaño o capacidad máxima.

$$\max FO = \left[\begin{array}{l} fa \sum_t CE_t \sum_{se} (P_{ini_{se,t}}^{SE} - P_{se,t}^{SE}) + \\ fa \sum_t CE_t \sum_{se} (P_{perd_t}^{ini} - P_{perd_t}) - \\ \sum_s C_{inv} E_{\max_s}^{AE} \end{array} \right] \quad (2.1)$$

$$s.a. \quad \sum_{se} P_{se,t}^{SE} + \sum_s P_{s,t}^{AE} - P_{b,t}^{LOAD} = \sum_t P_{ij,t} \quad \forall b, \forall t \quad (2.2)$$

$$\sum_{se} Q_{se,t}^{SE} - Q_{b,t}^{LOAD} = \sum_t Q_{ij,t} \quad \forall b, \forall t \quad (2.3)$$

$$P_{ij,t} = V_{i,t}^2 G_{ij} - V_{i,t} V_{j,t} [G_{ij} \cos \theta_{ij,t} + B_{ij} \sin \theta_{ij,t}] \quad \forall ij, \forall t \quad (2.4)$$

$$Q_{ij,t} = V_{i,t}^2 (B_{ij} + B_{ij}^{shunt}) - V_{i,t} V_{j,t} [G_{ij} \sin \theta_{ij,t} + B_{ij} \cos \theta_{ij,t}] \quad \forall ij, \forall t \quad (2.5)$$

$$V_i^{\min} \leq V_{i,t} \leq V_i^{\max} \quad \forall b, \forall t \quad (2.6)$$

$$\sum_{t'}^t P_{s,t'}^{AE} \Delta t \eta \leq E_{0_s}^{AE} \quad \forall s, \forall t \quad (2.7)$$

$$\sum_{t'}^t -P_{s,t'}^{AE} \Delta t \eta \leq E_{\max_s}^{AE} - E_{0_s}^{AE} \quad \forall s, \forall t \quad (2.8)$$

$$P_{\min_s}^{AE} \leq P_{s,t}^{AE} \leq P_{\max_s}^{AE} \quad \forall s, \forall t \quad (2.9)$$

$$E_{\min_s}^{AE} \leq E_{s,t}^{AE} \leq E_{\max_s}^{AE} \quad \forall s, \forall t \quad (2.10)$$

Capítulo 3

Metodología Propuesta

Con el fin de solucionar el problema de la ubicación, dimensionamiento y operación óptima de almacenadores de energía en sistemas de distribución, en este proyecto se propone una metodología basada en una estrategia maestro-esclavo. El problema maestro es solucionado usando un algoritmo genético especializado propuesto por Chu y Beasley [37], el cual propone la ubicación y el dimensionamiento de cada uno de los AE que se desean instalar. El problema esclavo es resuelto usando un flujo de potencia óptimo, el cual determina la operación óptima diaria de cada AE (proceso de carga y descarga), para cada hora del día.

A continuación se presentan los aspectos más relevantes del AGCB implementado, y su adaptación en la solución del problema.

3.1. Codificación

Dado que el AGCB propone diferentes ubicaciones y tamaños de los AE, se debe tener una codificación que permita involucrar estos requerimientos. Sin embargo hay que tener especial cuidado en el tipo de codificación empleado, ya que se debe dimensionar tanto el valor de potencia como de energía asociado a cada AE propuesto.

El vector de codificación propuesto (o cromosoma) es dividido en dos partes. La primera parte corresponde a los nodos donde se ubicarán los AE y está dado por valores enteros, los cuales van desde 1 hasta el número de nodos candidatos para instalarlos. La segunda parte está asociada a la dimensión de potencia y energía de cada AE y está dada por valores binarios, los cuales representan una discretización de los diferentes tamaños o tipos considerados. Un ejemplo de la codificación empleada se presenta en la Figura 3.1.

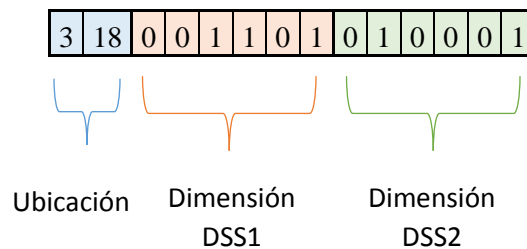


Figura 3.1. Codificación propuesta

En la Figura 3.1, la primera parte del vector está dada por las dos primeras posiciones, lo cual significa que solamente se permiten instalar dos AE en el sistema; en este caso la propuesta dada por el algoritmo es instalarlos en los nodos 3 y 18. La segunda parte del vector está dada por las siguientes 12 posiciones, donde cada AE tiene asociadas 6 posiciones. De esas 6 posiciones, cada mitad corresponde al valor propuesto de potencia y energía, respectivamente. Para ilustrar mejor este aspecto se presenta la Tabla 3.1, en la cual se encuentra la discretización realizada en forma binaria. En este caso se tienen 8 diferentes capacidades en función del valor máximo, las cuales son descritas por tres genes.

Tabla 3.1. Discretización de potencia y energía

Codificación			Potencia	Energía
0	0	0	$(1/8) \times P_{\max}$	$(1/8) \times E_{\max}$
0	0	1	$(2/8) \times P_{\max}$	$(2/8) \times E_{\max}$
0	1	0	$(3/8) \times P_{\max}$	$(3/8) \times E_{\max}$
0	1	1	$(4/8) \times P_{\max}$	$(4/8) \times E_{\max}$
1	0	0	$(5/8) \times P_{\max}$	$(5/8) \times E_{\max}$
1	0	1	$(6/8) \times P_{\max}$	$(6/8) \times E_{\max}$
1	1	0	$(7/8) \times P_{\max}$	$(7/8) \times E_{\max}$
1	1	1	$(8/8) \times P_{\max}$	$(8/8) \times E_{\max}$

En la Tabla 3.1 se puede observar que, por ejemplo, la codificación 0 0 0 se asocia a 1/8 de la potencia y la energía máxima (previamente definidas), mientras que la codificación 1 1 1 representa el total de la potencia y energía máxima. Todas las configuraciones intermedias representan valores que van desde 2/8 hasta 7/8 de la potencia y energía máxima. En este proyecto se considera que 8 valores diferentes para cada variable del almacenador son suficientes; sin embargo, empleando n genes binarios se pueden lograr 2^n configuraciones diferentes.

Retomando la explicación del ejemplo de la codificación propuesta en la Figura 3.1, se observa que para el AE propuesto en el nodo 3, se propone una capacidad de (2/8) de la potencia máxima y (3/8) de la energía máxima, respectivamente. Para el AE a instalar en el nodo 18, se propone una capacidad de (3/8) de la potencia máxima y (2/8) de la energía máxima, respectivamente. Es preciso resaltar que para cada almacenador de energía son independientes las codificaciones de potencia y energía.

3.2. Generación de población inicial

El algoritmo genético utiliza un número de individuos en su población que permanece constante durante todas las iteraciones, el cual es definido previamente. Para la construcción de la población inicial se utiliza un porcentaje aleatorio de individuos tanto en ubicación como en dimensionamiento; el resto de individuos son contruidos usando una técnica heurística.

El porcentaje de la población que se genera de forma aleatoria está alrededor del 70%. Esta aleatoriedad permite que el algoritmo tenga una población diversa. Para generar dicha población, en la parte de ubicación basta con seleccionar un número de nodos menor o igual al número máximo de AE que se desean instalar, garantizando que los nodos no se repitan entre sí, lo que conlleva a que solamente un almacenador pueda ser instalado en cada nodo del sistema. En la parte de dimensionamiento se llenan los genes correspondientes al AE utilizando números aleatorios binarios. Aquí se debe aclarar que una potencia y energía total máxima de los almacenadores son definidas antes de iniciar el algoritmo, razón por la cual pueden existir individuos dentro de la población inicial heurística que no cumplan con dicho requerimiento y sean infactibles.

Para generar el porcentaje restante de la población, en este proyecto se utiliza una técnica heurística. En este caso se propone la ubicación de AE en los nodos terminales del sistema de distribución, ya que generalmente son los lugares donde se presentan las máximas caídas de tensión del sistema.

3.3. Infactibilidad y función de adaptación

Después de generar la población inicial se procede a evaluar la función objetivo de cada uno de los individuos, empleando un flujo óptimo de potencia. Como en algún momento del proceso iterativo se pueden tener soluciones infactibles, estos son evaluados usando una función de adaptación que considera su grado de infactibilidad. Dado que el problema tratado es de maximización, en este proyecto se emplean valores bajos para penalizarlos. De acuerdo a lo anterior, la función de adaptación está dada por:

$$F_{ADAP} = FO - \alpha \times Infact \quad (3.1)$$

Donde α es el factor de penalización definido previamente, FO el valor de la función objetivo del modelo matemático descrito en el Capítulo 2, y el término *Infact* es el grado de infactibilidad del individuo.

3.4. Selección

Una vez que se han calculado la función objetivo, la infactibilidad y la función de adaptación de cada configuración dentro de la población inicial, se puede dar paso al proceso iterativo que agrupa las operaciones de selección, recombinación y mutación.

Como su nombre lo indica, el proceso de selección consiste en elegir las configuraciones o hijos que van a ingresar a la población en cada iteración, los cuales son generados a partir de los padres que pueden ser inicialmente cualquiera de los individuos de la población. Aquí se utiliza un proceso de selección por torneo, el cual consiste en elegir aleatoriamente un número de posibles padres entre los cuales se selecciona al de mayor función de adaptación. Posteriormente se aplica el mismo

procedimiento para elegir al segundo padre. El procedimiento de selección por torneo se ilustra en la Figura 3.2.

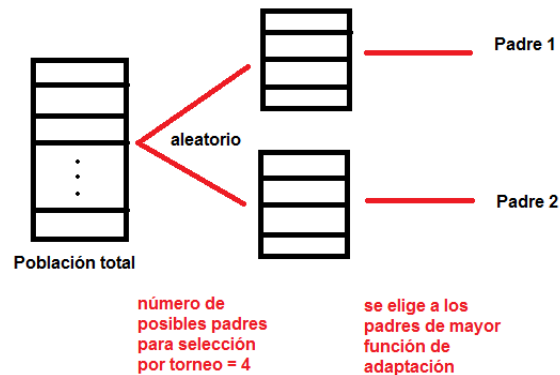


Figura 3.2. Selección por torneo

3.5. Recombinación

Una vez se han seleccionado los dos padres se da paso al proceso de recombinación, el cual consiste en realizar un cruce entre algunos genes del padre 1 y otros genes del padre 2, con el fin de crear los nuevos individuos de la población, denominados hijos. En este punto y debido a que el cromosoma de codificación de cada padre se divide en dos partes referentes a ubicación y dimensionamiento, el algoritmo planteado define tres posibilidades de recombinación: la primera posibilidad hace recombinación solo en los genes de ubicación, mientras que la segunda opción recombina solo los genes del dimensionamiento; por su parte la tercera posibilidad realiza recombinación tanto en ubicación como en dimensionamiento. Para elegir una de las opciones de recombinación se genera un número aleatorio de la siguiente forma:

- Si el número aleatorio se encuentra entre 0 y $1/3$, sólo se recombinan los genes de los padres asociados a ubicación.
- Si el número aleatorio se encuentra entre $1/3$ y $2/3$, se recombinan solamente los genes referentes a dimensionamiento de los padres.
- Por último, si el número aleatorio se encuentra entre $2/3$ y 1, se recombina tanto en la parte de ubicación como en la parte de dimensionamiento.

Para realizar el proceso de recombinación se deben seleccionar los puntos de cruce en los cromosomas que codifican la ubicación y el dimensionamiento de los AE. Para esto basta con generar números aleatorios enteros que vayan desde 1 hasta el número de almacenadores de esa configuración para la parte de ubicación, y otro número aleatorio que vaya desde 1 hasta el número de almacenadores multiplicado por 6, para la parte del dimensionamiento. El proceso de recombinación se ilustra en la Figura 3.3, mostrando dos padres y los posibles hijos cuando ocurre cualquiera de las tres opciones de recombinación propuestas.

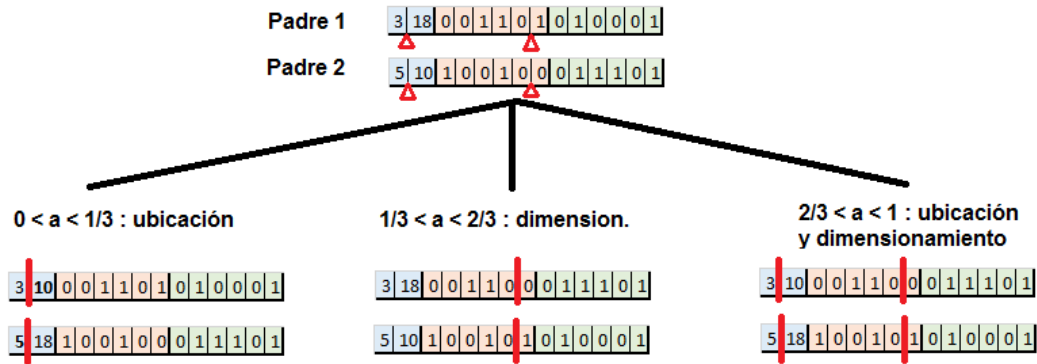


Figura 3.3. Ejemplo de recombinação

En la Figura 3.3 los puntos de cruce se señalan debajo de los dos cromosomas de los padres con triángulos y corresponden en la parte de ubicación al segundo gen y en la parte de dimensionamiento al sexto gen. Como se dijo previamente, cuando el número aleatorio a es menor a $1/3$, sólo se recombina la parte de ubicación, cuando está entre $1/3$ y $2/3$ se recombina sólo la parte de dimensionamiento y cuando está entre $2/3$ y 1 se recombinan tanto ubicación como dimensionamiento. Estos porcentajes corresponden al 33.33% de probabilidades para cada uno de los tres casos, pero podrían ser modificados fácilmente para dar prioridad a alguna de las opciones de recombinação.

Finalmente se debe notar que el proceso de recombinação generará siempre 2 hijos, pero el candidato a entrar a la población debe ser solo uno. Con el fin de que el proceso no sea elitista, el hijo candidato a entrar a la población se define de manera aleatoria entre los dos hijos posibles.

3.6. Mutación

Este proceso consiste en realizar un cambio sobre el hijo generado en el paso anterior, solamente cuando al generar un número aleatorio entre 0 y 1, este sea menor a la tasa de mutación (parámetro de entrada del algoritmo). Debido a que el cromosoma de codificación elegido para este problema tiene dos partes, el proceso de mutación considera los siguientes aspectos:

- Primero se selecciona el punto de mutación sobre el cromosoma asociado al hijo, el cual se obtiene generando un número aleatorio que este entre 1 y el tamaño total del vector de codificación.
- Si el punto de mutación corresponde a la parte de ubicación, la mutación se realiza cambiando el nodo en el que se encuentra el almacenador por cualquier otro nodo del sistema que no contenga almacenador de energía en dicha configuración.
- Si el punto de mutación corresponde a la parte de dimensionamiento, la mutación se realiza cambiando la posición correspondiente de 0 a 1, y viceversa.

El proceso de mutación se ilustra en la Figura 3.4. Si el punto de mutación seleccionado corresponde al gen 2, la mutación se realiza cambiando el nodo 10 que tenía asociado un AE por el nodo 22, quedando así en el nuevo cromosoma dos almacenadores ubicados en los nodos 3 y 22. Por otra parte, si el punto de mutación es el gen 11, la mutación se realiza reemplazando el 0 de esa posición por un 1, representando una nueva configuración para la potencia del almacenador ubicado en el nodo 10.

Finalmente, se debe tener en cuenta que el proceso de mutación solo se llevará a cabo si el número aleatorio entre 0 y 1 generado inicialmente es menor que la tasa de mutación previamente especificada y que es baja, con lo que se busca que en la mayor cantidad de iteraciones no se presente la operación de mutación sobre el posible hijo a ingresar a la población.

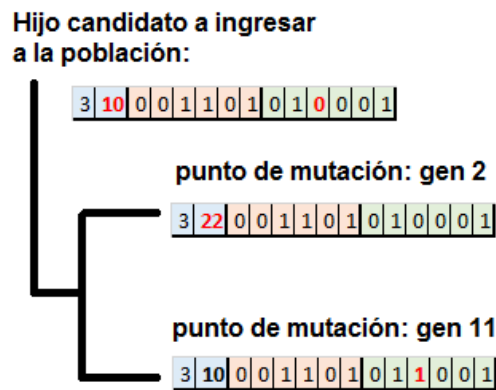


Figura 3.4. Ejemplo de mutación

Después de realizar los procesos de selección, recombinación y mutación, se tiene un hijo candidato a ingresar a la población. Posteriormente se debe calcular para este individuo su función objetivo e infactibilidad, con el fin de obtener su función de adaptación.

3.7. Modificación de la población

Finalmente se debe evaluar si el hijo generado después de todos los procesos del algoritmo genético, debe o no ingresar a la población. Para esto se deben verificar tres condiciones asociadas a la infactibilidad y a la función de adaptación tanto del nuevo individuo como de los individuos que ya se encuentran dentro de la población:

- Si dentro de la población existen individuos infactibles y el hijo es infactible, el hijo deberá reemplazar al individuo que tenga una infactibilidad mayor en toda la población, solo en caso de que la infactibilidad del hijo sea menor.
- Si el hijo es factible y dentro de la población existen individuos infactibles, el hijo deberá reemplazar al individuo de mayor infactibilidad.
- Si el hijo es factible y todos los individuos de la población son factibles, el hijo deberá reemplazar al individuo que tenga la función de adaptación más baja.

Siguiendo todos los pasos descritos anteriormente, el algoritmo genético debe continuar un proceso iterativo (o generaciones), hasta que se cumplan uno o más criterios de parada previamente establecidos.

3.8. Criterio de parada

La mejor solución encontrada hasta el momento, es decir, aquel individuo con la mayor función de adaptación, se denomina incumbente. Dicha incumbente debe ser actualizada cada vez que se encuentre una solución de mejor calidad que la mejor encontrada hasta ese momento y será la solución del problema una vez finalice el proceso iterativo.

El algoritmo genético de Chu-Beasley implementado tiene dos condiciones de parada: la primera corresponde al número máximo de iteraciones y la segunda al número máximo de iteraciones sin mejorar la incumbente. Cuando cualquiera de los dos contadores de iteraciones sobrepase los límites definidos al inicio del algoritmo, el proceso iterativo se detiene y la solución del problema será la incumbente que se tenga en ese momento.

Capítulo 4

Aplicación y resultados

Con el fin de verificar la eficiencia de la metodología propuesta (la cual se llamará Modelo 1), en este proyecto se realiza una comparación con los resultados obtenidos al emplear el modelo matemático propuesto en [1] (el cual se llamará Modelo 2), usando dos sistemas de prueba de la literatura especializada de 33 y 66 nodos, respectivamente. Es preciso resaltar que la función objetivo del modelo 2 no considera el costo de la instalación de AE; por tal motivo, a la solución encontrada con este modelo se le realiza un análisis económico involucrando dicho costo y expresando los demás costos en valor presente. Los datos completos se pueden encontrar en [38, 39] y en el Apéndice.

En ambos sistemas de prueba se emplea una curva de carga típica como la ilustrada en la Figura 4.1 y el mismo costo horario de la energía (ver Figura 4.2). Los límites de tensión son 0.9 y 1.1. Los AE tienen un valor unitario de 338.56 USD/kWh, una eficiencia del 70% y una vida útil de 15 años [22]. La tasa de descuento empleada es 10%. Adicionalmente se permite la instalación de AE en cualquier nodo del sistema, a excepción de la subestación.

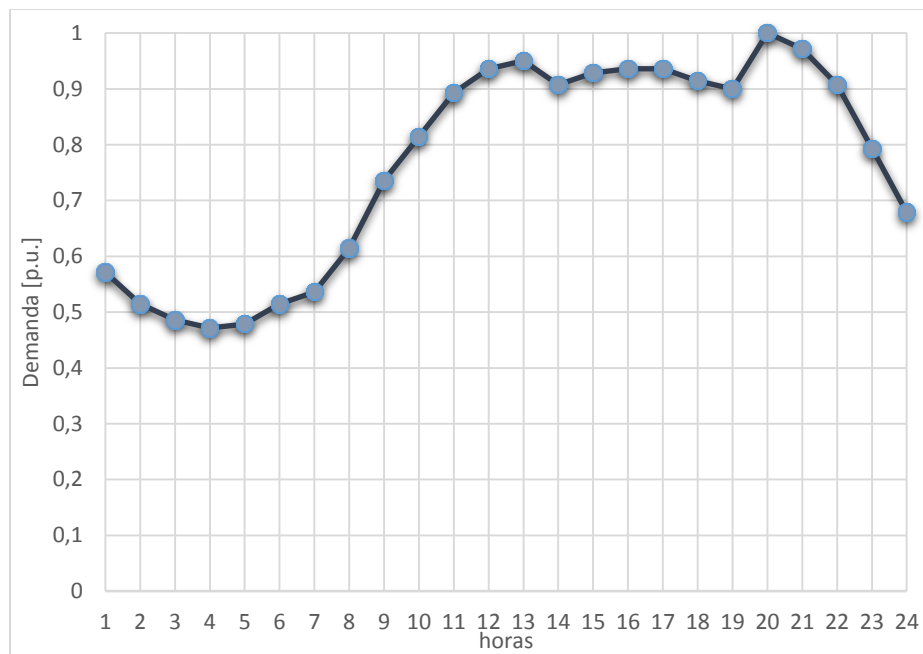


Figura 4.1. Curva de carga empleada

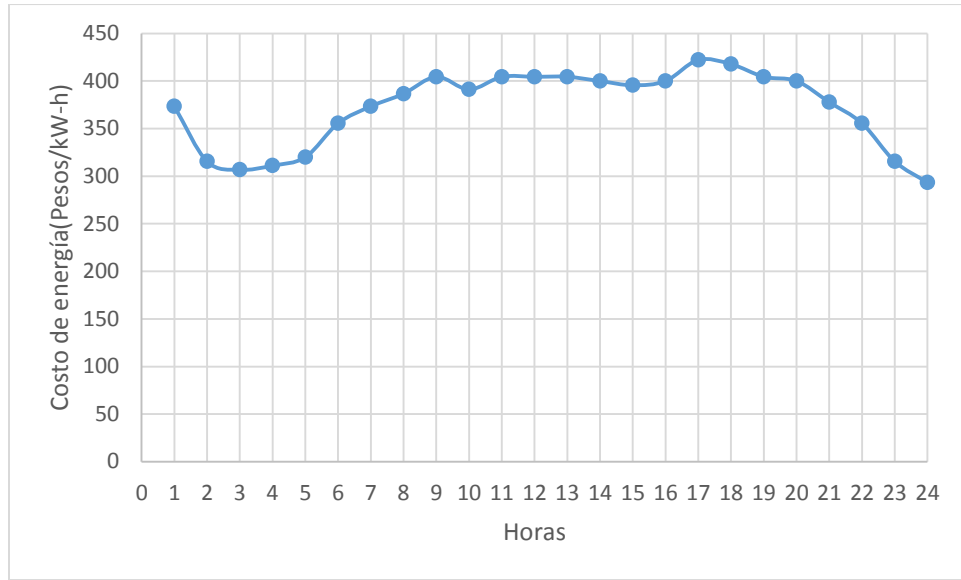


Figura 4.2. Valor del kWh empleado

4.1. Sistema IEEE 33 nodos

Este sistema de prueba IEEE fue propuesto en [38], y tiene 32 tramos de red y una subestación en el nodo 1 (ver Figura 4.3). La demanda máxima de potencia del sistema es 3715 kW. Este sistema presenta un valor de pérdidas diarias de energía de 2482 kWh, con un costo de USD 318.31 (USD 0.88×10^6 evaluados en 15 años). El costo diario de la energía que se inyecta desde la subestación es USD 8948 (USD 24.84×10^6 evaluados en 15 años).

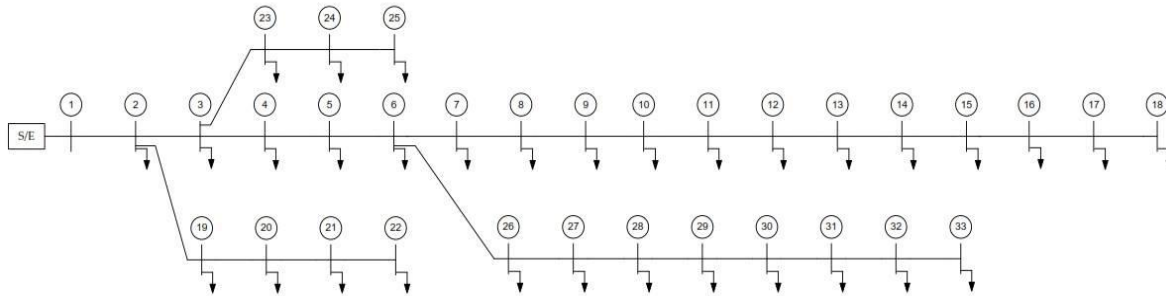


Figura 4.3. Sistema de prueba IEEE 33 nodos [38]

El número máximo de AE que se permiten instalar en el sistema es tres. El valor máximo de potencia que se permite instalar en todo el sistema es 650 kW. Los diferentes tipos de AE considerados se presentan en la Tabla 4.1. El AGCB emplea una población con 30 individuos y una tasa de mutación del 5%. Los criterios de parada son 2000 iteraciones globales o 500 iteraciones sin mejorar la incumbente. El parámetro para penalizar la infactibilidad dentro de la función de adaptación es 0.3.

Tabla 4.1. Tipos de AE empleados – Sistema IEEE 33 nodos

Codificación			Potencia [kW]	Energía [kWh]
0	0	0	54.16	270.83
0	0	1	108.33	541.66
0	1	0	162.50	812.50
0	1	1	216.66	1083.33
1	0	0	270.83	1354.16
1	0	1	325.00	1625.00
1	1	0	379.16	1895.83
1	1	1	433.33	2166.66

4.1.1. Resultados obtenidos con el modelo propuesto

Los almacenadores propuestos por la metodología son presentados en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. AE propuestos por el Modelo 1 – Sistema IEEE 33 nodos

Almacenador	Ubicación (nodo)	Potencia (kW)	Energía (kWh)
1	13	108.33	541.70
2	16	108.33	541.70
3	33	108.33	541.70

Para la configuración que incluye los almacenadores propuestos en la Tabla 4.2, las pérdidas diarias de energía de la red son 1803.1 kWh con un costo de USD 226.62 (USD 0.62×10^6 evaluados en 15 años). Adicionalmente el costo total de energía que se inyecta desde la subestación en un día es USD 8342.69 (USD 23.16×10^6 evaluados en 15 años). Se puede observar que tanto los valores de pérdidas como los valores de costo de energía tomada de la red disminuyen al instalar los almacenadores de energía.

El costo total de inversión en AE para la configuración presentada en la Tabla 4.2 es USD 0.55×10^6 . El ahorro en el costo de pérdidas de energía dado por la diferencia entre los costos sin y con almacenamiento es USD 91.69 por día, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de USD 0.25×10^6 . El ahorro en los costos de importación de energía de la red está dado por la diferencia de precios sin y con almacenadores, el cual tiene un valor de USD 605.34 diarios, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de USD 1.68×10^6 . Finalmente la función objetivo de la configuración óptima expresada en valor presente neto es USD 1.385×10^6 . En la Tabla 4.3 se ilustran los resultados obtenidos y su comparación con el caso base (sin ubicar AE).

Tabla 4.3. Resultados obtenidos con el Modelo 1 en [USD×10⁶] – Sistema IEEE 33 nodos

Costo	Caso base	Modelo 1	Diferencia
Pérdidas de energía	0.88	0.62	0.25
Energía de la red	24.84	23.16	1.68
AE	----	0.55	0.55

En la Figura 4.4 se aprecia el comportamiento operativo de los AE propuestos. Se puede observar que los tres almacenadores siguen la curva de precio de la energía. Cuando el precio es bajo, los dispositivos consumen y almacenan energía de la red; por otro lado, cuando los precios son altos los almacenadores inyectan al sistema de distribución la energía que habían almacenado anteriormente. Las curvas de los tres almacenadores son similares entre sí, presentando pequeñas diferencias en los momentos en que pasan del proceso de carga a descarga, y viceversa.

En la Figura 4.5 se muestran las tensiones en los nodos 22, 25 y 33 a lo largo del día operativo. En esta figura, las líneas punteadas corresponden a las tensiones sin AE y las líneas continuas a los perfiles cuando se instalan dichos dispositivos. Se puede ver cómo la inclusión de almacenadores de energía ayuda a mejorar los perfiles de tensión, en especial en aquellas horas del día donde la demanda es mayor.

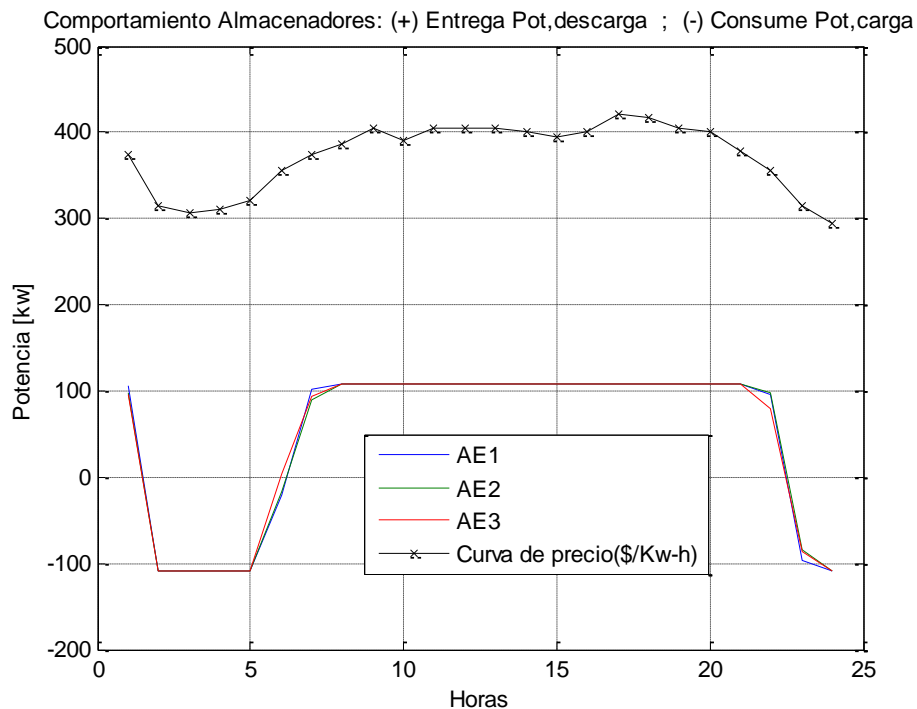


Figura 4.4. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 1 - Sistema IEEE 33 nodos

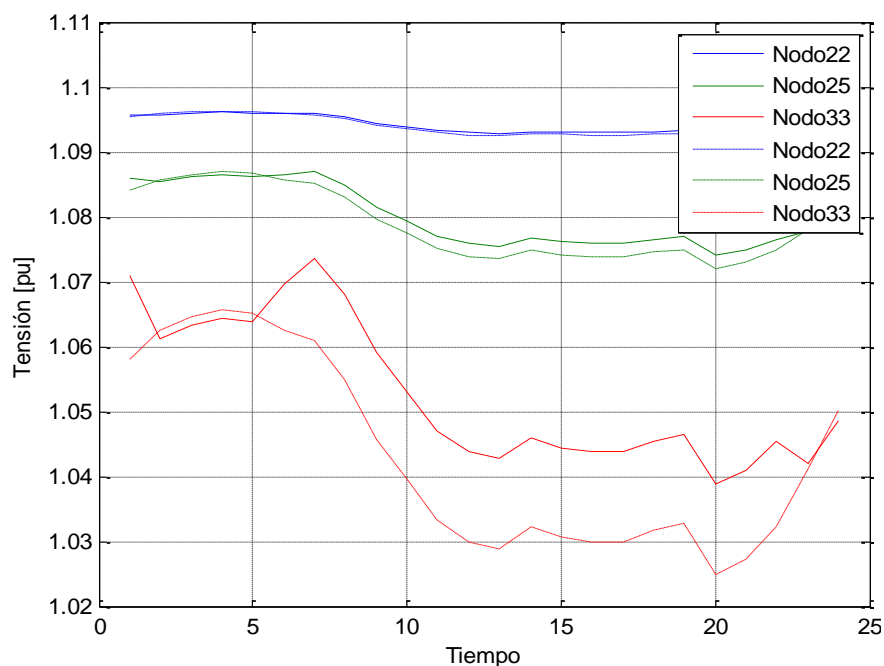


Figura 4.5. Perfiles de tensión del Modelo 1 - Sistema IEEE 33 nodos

4.1.2. Resultados obtenidos con el modelo 2

Los almacenadores propuestos por la metodología son presentados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. AE propuestos por el Modelo 2 – Sistema IEEE 33 nodos

Almacenador	Ubicación (nodo)	Potencia (kW)	Energía (kWh)
1	14	108.33	541.70
2	18	108.33	541.70
3	29	433.33	2166.70

Para la configuración que incluye los almacenadores propuestos en la Tabla 4.4, las pérdidas diarias de energía de la red son 1596.8 kWh con un costo de USD 194.72 (USD 0.54×10^6 evaluados en 15 años). Adicionalmente el costo total de energía que se inyecta desde la subestación en un día es USD 8223 (USD 22.82×10^6 evaluados en 15 años).

El costo total de inversión en AE para la configuración presentada en la Tabla 4.4 es USD 1.10×10^6 . El ahorro en el costo de pérdidas de energía dado por la diferencia entre los costos sin y con almacenamiento es USD 123.59 por día, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de USD 0.34×10^6 . El ahorro en los costos de importación de energía de la red está dado por la diferencia de precios sin y con almacenadores, el cual tiene un valor de USD 724.98 diarios, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de USD 2.01×10^6 . El beneficio económico expresado en valor presente neto es USD 1.25×10^6 . En la Tabla 4.5 se ilustran los resultados obtenidos y su comparación con el caso base (sin ubicar AE).

Tabla 4.5. Resultados obtenidos con el Modelo 2 en [USD×10⁶] – Sistema IEEE 33 nodos

Costo	Caso base	Modelo 2	Diferencia
Pérdidas de energía	0.88	0.54	0.34
Energía de la red	24.84	22.82	2.02
AE	----	1.10	1.10

En la Figura 4.6 se aprecia el comportamiento operativo de los AE propuestos. En la Figura 4.7 se muestran las tensiones en los nodos 14, 18 y 29 a lo largo del día operativo. En esta figura, las líneas punteadas corresponden a las tensiones sin AE y las líneas continuas a los perfiles cuando se instalan dichos dispositivos.

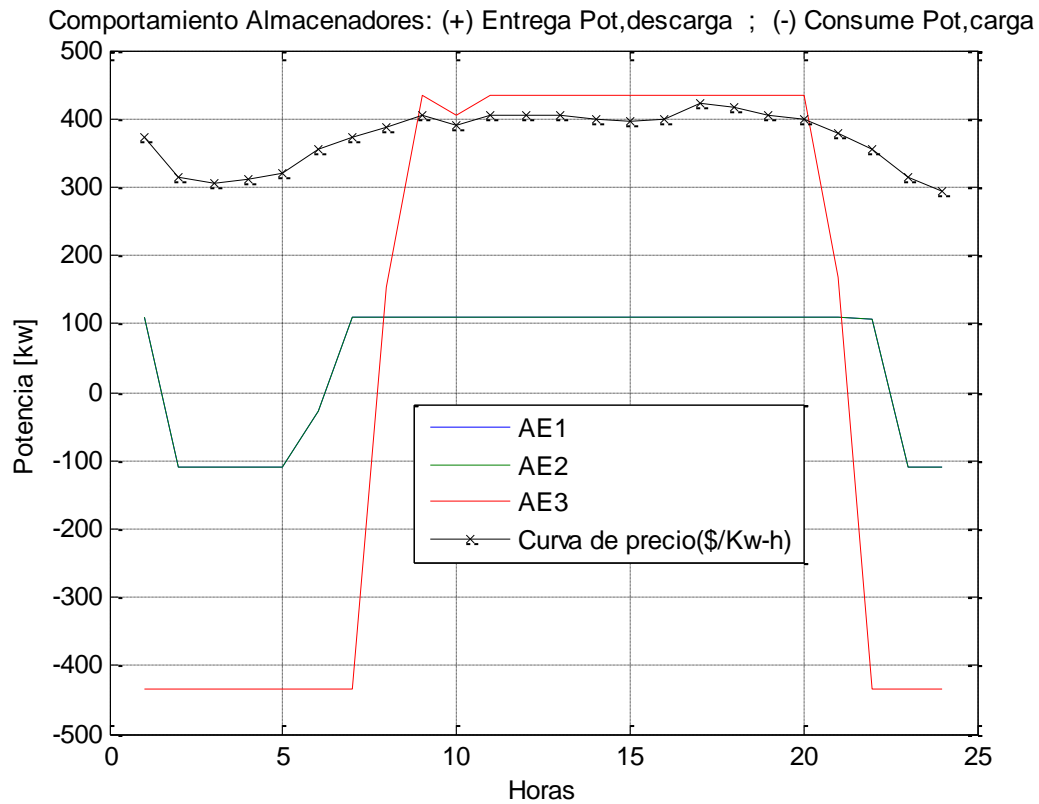


Figura 4.6. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 2 - Sistema IEEE 33 nodos

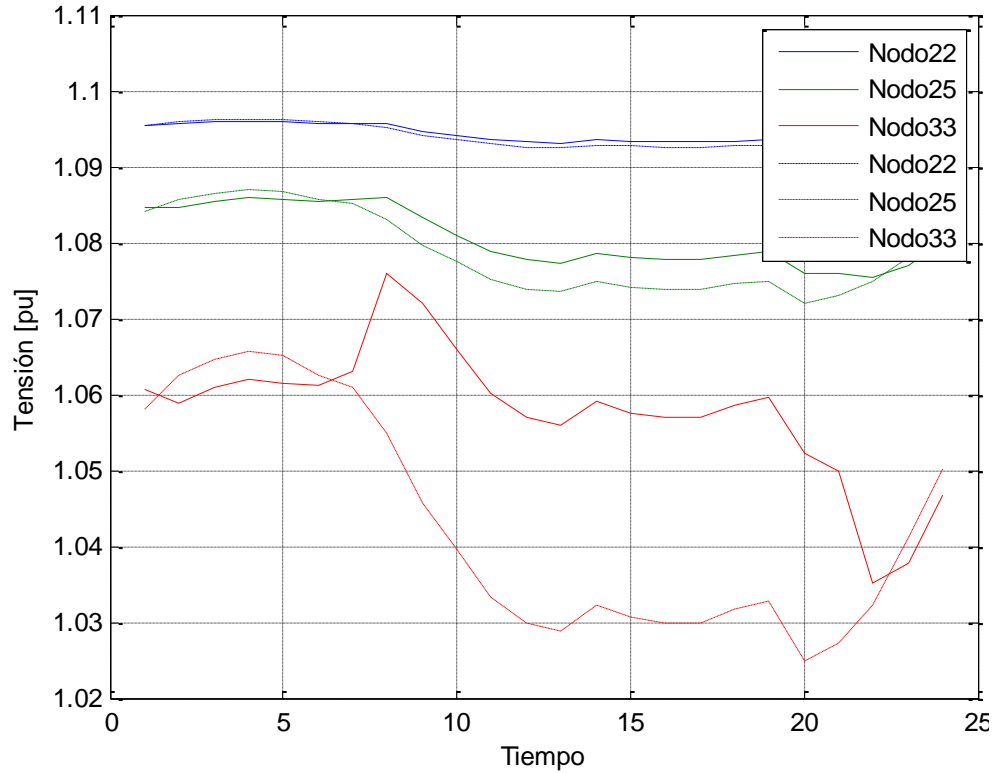


Figura 4.7. Perfiles de tensión del Modelo 2 - Sistema IEEE 33 nodos

4.2. Sistema IEEE 69 nodos

Este sistema de prueba IEEE fue propuesto en [39], y tiene 68 tramos de red y una subestación en el nodo 1 (ver Figura 4.8). La demanda máxima de potencia del sistema es 3802 kVA. Este sistema presenta un valor de pérdidas diarias de energía de 2825.2 kWh, con un costo de USD 362.52 (USD 1.00×10^6 evaluados en 15 años). El costo diario de la energía que se inyecta desde la subestación es USD 9194.69 (USD 25.52×10^6 evaluados en 15 años).

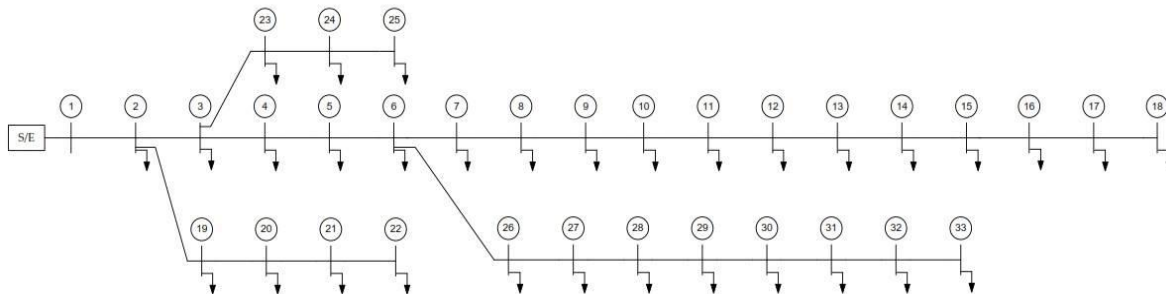


Figura 4.8. Sistema de prueba IEEE 66 nodos [39]

El número máximo de AE que se permiten instalar en el sistema es cinco. El valor máximo de potencia que se permite instalar en todo el sistema es 800 kW. Los diferentes tipos de AE

considerados se presentan en la Tabla 4.6. El AGCB emplea una población con 40 individuos y una tasa de mutación del 5%. Los criterios de parada son 2000 iteraciones globales o 500 iteraciones sin mejorar la incumbente. El parámetro para penalizar la infactibilidad dentro de la función de adaptación es 0.3.

Tabla 4.6. Tipos de AE empleados – Sistema IEEE 69 nodos

Codificación			Potencia [kW]	Energía [kWh]
0	0	0	66.66	333.33
0	0	1	133.33	666.66
0	1	0	200.00	1000.00
0	1	1	266.66	1333.33
1	0	0	333.33	1666.66
1	0	1	400.00	2000.00
1	1	0	466.66	2333.33
1	1	1	533.33	2666.66

4.2.1. Resultados obtenidos con el modelo propuesto

Los almacenadores propuestos por la metodología son presentados en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. AE propuestos por el Modelo 1 – Sistema IEEE 66 nodos

Almacenador	Ubicación (nodo)	Potencia (kW)	Energía (kWh)
1	61	133.33	666.67
2	62	133.33	666.67
3	63	66.67	333.33
4	64	133.33	666.67
5	66	66.67	333.33

Para la configuración que incluye los almacenadores propuestos en la Tabla 4.7, las pérdidas diarias de energía de la red son 1457.2 kWh con un costo de USD 180.82 (USD 0.50×10^6 evaluados en 15 años). Adicionalmente el costo total de energía que se inyecta desde la subestación en un día es USD 8019 (USD 22.26×10^6 evaluados en 15 años). Se puede observar que tanto los valores de pérdidas como los valores de costo de energía tomada de la red disminuyen al instalar los almacenadores de energía.

El costo total de inversión en AE para la configuración presentada en la Tabla 4.7 es USD 0.91×10^6 . El ahorro en el costo de pérdidas de energía dado por la diferencia entre los costos sin y con almacenamiento es USD 181.70 por día, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de USD 0.50×10^6 . El ahorro en los costos de importación de energía de la red está dado por la diferencia de precios sin y con almacenadores, el cual tiene un valor de USD 1175.64 diarios, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de

USD 3.26×10^6 . Finalmente la función objetivo de la configuración óptima expresada en valor presente neto es USD 2.863×10^6 . En la Tabla 4.8 se ilustran los resultados obtenidos y su comparación con el caso base (sin ubicar AE).

Tabla 4.8. Resultados obtenidos con el Modelo 1 en [USD $\times 10^6$] – Sistema IEEE 66 nodos

Costo	Caso base	Modelo 1	Diferencia
Pérdidas de energía	1.00	0.50	0.50
Energía de la red	25.52	22.26	3.26
AE	----	0.91	0.91

En la Figura 4.8 se aprecia el comportamiento operativo de los AE propuestos. Se puede observar que los almacenadores consumen energía en las primeras horas del día (hasta la hora 7), y posteriormente pasan a inyectar energía entre los periodos 8 y 22, para volver a consumir energía de la red al final del día. Las curvas de comportamiento de los almacenadores 1, 2 y 4 se sobreponen entre sí, al igual que las curvas de los almacenadores 3 y 5; todas las curvas que se sobreponen corresponden a almacenadores que son exactamente iguales tanto en potencia como en energía, variando su ubicación dentro del sistema.

En la Figura 4.9 se muestran las tensiones en los nodos a lo largo del día operativo para algunos de los nodos terminales del circuito de distribución, en donde se nota que la presencia de los dispositivos de almacenamiento mejora los perfiles de tensión logrando que los voltajes sean más altos. La mayor diferencia se nota en los nodos 65 y 69, que son los nodos finales de los dos ramales más largos del circuito.

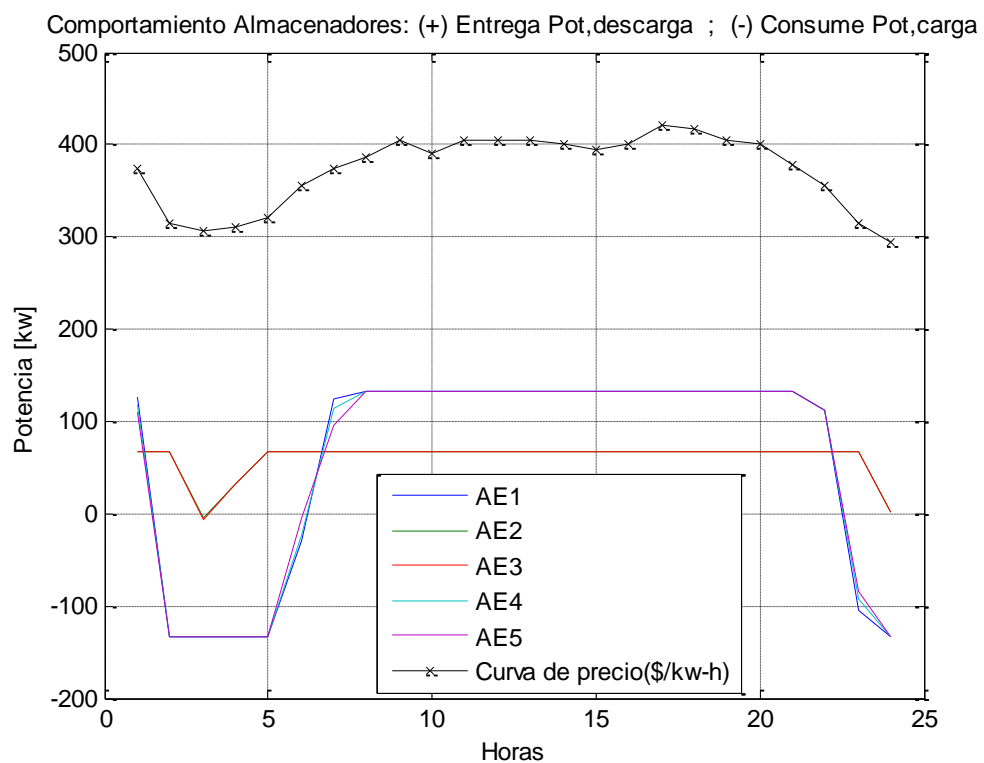


Figura 4.8. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 1 - Sistema IEEE 66 nodos

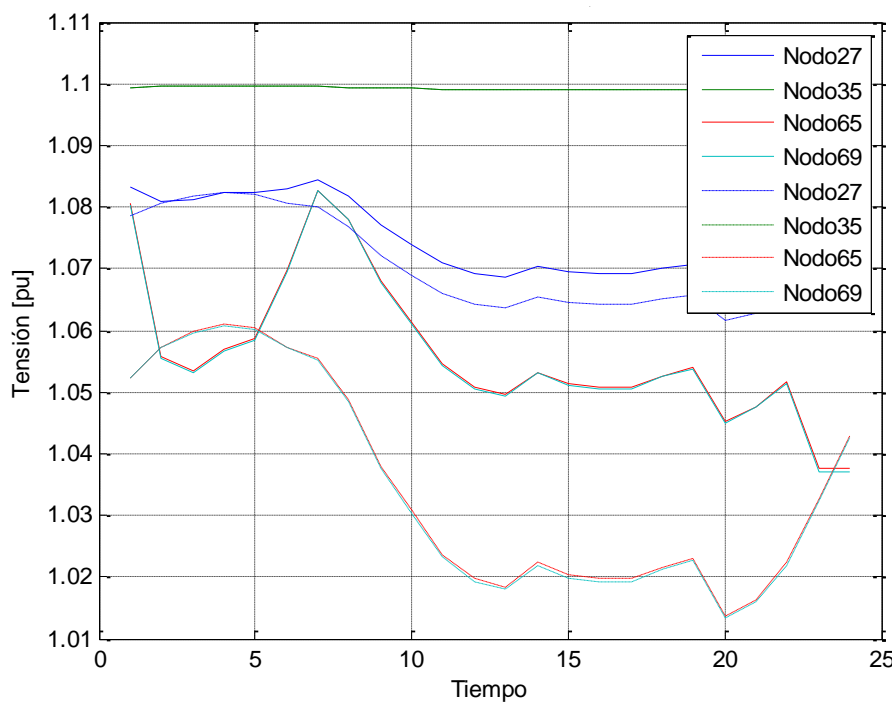


Figura 4.9. Perfiles de tensión del Modelo 1 - Sistema IEEE 66 nodos

4.2.2. Resultados obtenidos con el modelo 2

Los almacenadores propuestos por la metodología son presentados en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. AE propuestos por el Modelo 2 – Sistema IEEE 66 nodos

Almacenador	Ubicación (nodo)	Potencia (kW)	Energía (kWh)
1	21	133.33	666.67
2	61	133.33	666.67
3	63	266.67	1333.33
4	64	133.33	666.67
5	66	133.33	333.33

Para la configuración que incluye los almacenadores propuestos en la Tabla 4.9, las pérdidas diarias de energía de la red son 1451.42 kWh con un costo de USD 171.64 (USD 0.47×10^6 evaluados en 15 años). Adicionalmente el costo total de energía que se inyecta desde la subestación en un día es USD 7911.25 (USD 21.96×10^6 evaluados en 15 años).

El costo total de inversión en AE para la configuración presentada en la Tabla 4.9 es USD 1.35×10^6 . El ahorro en el costo de pérdidas de energía dado por la diferencia entre los costos sin y con almacenamiento es USD 190.88 por día, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de USD 0.53×10^6 . El ahorro en los costos de importación de energía de la red está dado por la diferencia de precios sin y con almacenadores, el cual tiene un valor de USD 1283.43 diarios, lo cual al ser evaluado en 15 años y expresado en valor presente da un valor de USD 3.56×10^6 . El beneficio económico expresado en valor presente neto es USD 2.74×10^6 . En la Tabla 4.10 se ilustran los resultados obtenidos y su comparación con el caso base (sin ubicar AE).

Tabla 4.10. Resultados obtenidos con el Modelo 2 en [USD $\times 10^6$] – Sistema IEEE 66 nodos

Costo	Caso base	Modelo 2	Diferencia
Pérdidas de energía	1.00	0.47	0.53
Energía de la red	25.52	21.96	3.56
AE	----	1.35	1.35

En la Figura 4.10 se aprecia el comportamiento operativo de los AE propuestos. En la Figura 4.11 se muestran las tensiones en algunos nodos terminales del sistema de distribución. En esta figura, las líneas punteadas corresponden a las tensiones sin AE y las líneas continuas a los perfiles cuando se instalan dichos dispositivos.

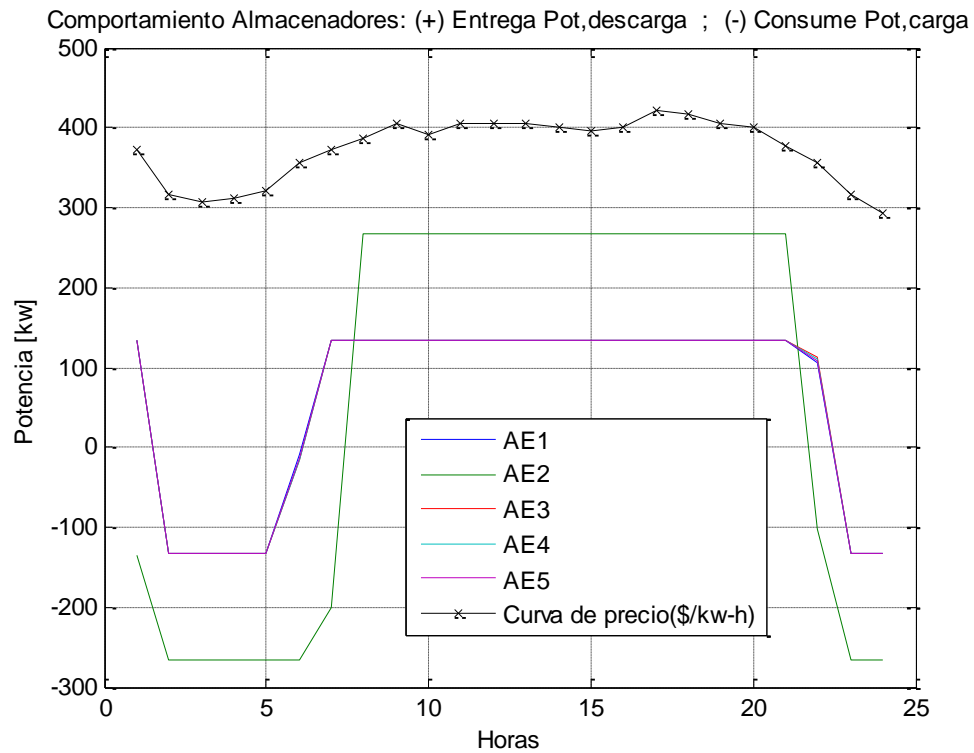


Figura 4.10. Comportamiento de los AE propuestos por el Modelo 2 - Sistema IEEE 66 nodos

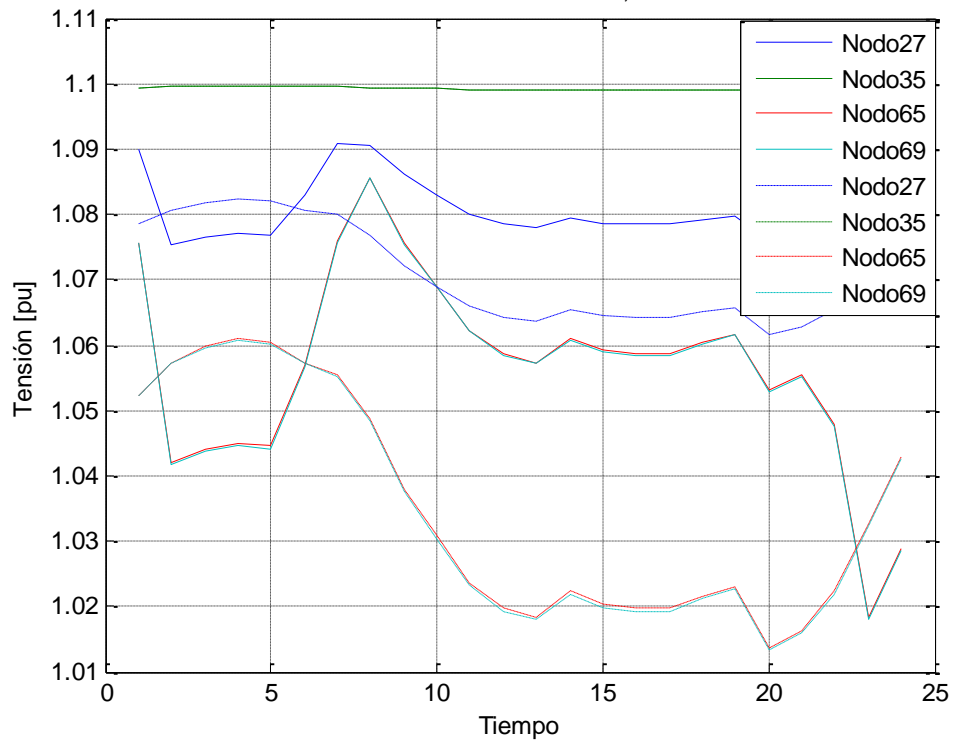


Figura 4.11. Perfiles de tensión del Modelo 2 - Sistema IEEE 66 nodos

4.3. Comparación de los resultados obtenidos

En las Tablas 4.11 y 4.12 se presenta la comparación de los resultados obtenidos con los modelos 1 (metodología propuesta) y 2 (referencia [1]), para los dos sistemas de prueba. Es importante recordar que en el caso base (sin AE):

- El sistema de prueba 1 presenta un costo de pérdidas de energía igual a USD 0.88×10^6 y un valor de compra de energía de USD 24.82×10^6 .
- El sistema de prueba 2 presenta un costo de pérdidas de energía igual a USD 1.00×10^6 y un valor de compra de energía de USD 25.52×10^6 .

Tabla 4.11. Comparación de resultados obtenidos en [USD $\times 10^6$] – Sistema IEEE 33 nodos

Costo	Modelo 1	Modelo 2
Ahorro de pérdidas de energía	0.25	0.34
Ahorro en compra de energía de la red	1.68	2.02
AE	0.55	1.10
Beneficio	1.38	1.26

Tabla 4.12. Comparación de resultados obtenidos en [USD $\times 10^6$] – Sistema IEEE 66 nodos

Costo	Modelo 1	Modelo 2
Ahorro de pérdidas de energía	0.50	0.53
Ahorro en compra de energía de la red	3.26	3.56
AE	0.91	1.35
Beneficio	2.85	2.74

De los resultados obtenidos se tiene que:

- En ambos sistemas de prueba, la ubicación de los AE en los nodos de la red tanto para el modelo 1 como para el modelo 2 no coincide, debido a que dichos modelos tienen funciones objetivo diferente. Sin embargo el modelo 1 siempre busca instalar los AE con capacidades más pequeñas, debido a que los dispositivos de mayor capacidad requieren de inversiones más grandes. Asimismo, la metodología propone los almacenadores en los nodos terminales de los ramales de los circuitos de distribución, dado que esto permite reducir las corrientes por todos los elementos y por lo tanto reducir las pérdidas del sistema.
- El costo de las pérdidas de energía (respecto al caso base) se reducen 29.54% y 38.63% en el sistema de prueba 1 para los modelos 1 y 2, respectivamente, y 50% y 53% en el sistema de prueba 2 para los modelos 1 y 2, respectivamente. Se observa que hay una mayor reducción de pérdidas en el modelo 2, debido a que instala una capacidad total de energía de los AE mayor a

la del modelo 1. Esto se debe a que el modelo 1 busca maximizar los beneficios económicos, por lo que intenta asignar la menor capacidad total de energía de todos los AE, para así reducir la inversión en almacenamiento.

- En el sistema de prueba 1 el costo de la compra de energía de la red externa se reduce 6.68% y 8.05%, para los modelos 1 y 2, respectivamente, y en el sistema de prueba 2 disminuye 12.77% y 13.94%, para los modelos 1 y 2, respectivamente. De manera similar que el ítem anterior, el modelo 1 procura encontrar un mejor equilibrio que el modelo 2, al involucrar el costo de los AE, lo cual intenta compensar con los demás costos involucrados (pérdidas de energía y compra de energía de la red externa).
- La inversión total en AE del modelo 2 en ambos sistemas de prueba es mayor que el modelo 1. Esto se debe a que su modelo matemático no considera el costo de instalación, por lo que la prioridad está en encontrar mejores respuestas para los términos de su función objetivo.
- En ambos sistemas de prueba se observa que el modelo 1 tiene un mejor beneficio económico que el modelo 2: 4.7% para el sistema de prueba 1 (USD 0.97×10^6) y 3.65% para el sistema de prueba 2 (USD 0.77×10^6)
- De lo anterior se observa que el modelo 2 tiene menores valores en ahorro de pérdidas y compra de energía. Esto se debe a que su función objetivo solamente considera estos costos, pero no involucra los costos de instalación de AE, lo cual se refleja en un beneficio económico menor al no tener un equilibrio entre los costos involucrados.
- La cantidad de pérdidas es directamente proporcional al cuadrado de la corriente que circula por los conductores, y en el caso base toda la corriente para alimentar las cargas proviene de la subestación ubicada en el nodo 1, por lo que dicha variable tiene valores altos. Aunque la energía que inyectan los AE es tomada igualmente desde la red, estos dispositivos absorben energía de la subestación cuando el precio es más bajo, para luego inyectar dicha energía al sistema de distribución cuando los precios son más elevados, ocasionando una reducción del costo de la importación de energía del sistema. Adicionalmente permite una mejor redistribución de los flujos que circulan por el sistema, lo cual se ve reflejado en el comportamiento de la curva de carga bajo la presencia de AE, al disminuir considerablemente los picos de demanda del sistema.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

5.1. Conclusiones

- En este proyecto de grado se presentó una metodología para solucionar el problema de la ubicación, dimensionamiento y operación óptima de elementos almacenadores de energía en sistemas de distribución, con el fin de proporcionar un mejoramiento en las características técnicas, operativas y económicas que beneficie al operador de red.
- Debido a que el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de dispositivos de almacenamiento de energía dentro de sistemas de distribución es complejo matemáticamente, es importante recurrir a metodologías especializadas que permitan encontrar respuestas satisfactorias. En este proyecto se empleó una estrategia maestro-esclavo, donde el problema maestro es solucionado usando un algoritmo genético de Chu-Beasley y el problema esclavo un flujo de potencia óptimo. El maestro propone la ubicación y el tamaño de los almacenadores de energía y el esclavo evalúa su característica operativa. La aplicación de esta metodología permite obtener respuestas de gran calidad y en tiempos de cómputo relativamente razonables.
- El algoritmo genético de Chu-Beasley, a diferencia del algoritmo genético convencional, actualiza la población ingresando un solo individuo por iteración. Aquí además se implementó una técnica de selección por torneo que permite dar diversidad a los posibles padres dentro del proceso de selección, y permite que el algoritmo no sea elitista con respecto a las configuraciones de mejor calidad, facilitando la inclusión de configuraciones infactibles dentro del procedimiento.
- La codificación propuesta es eficiente ya que permite considerar de forma simultánea la ubicación y el dimensionamiento de los almacenadores de energía tanto en potencia como energía, permitiendo además que dichos dispositivos puedan ser ubicados en cualquier nodo del sistema de distribución.
- Los resultados obtenidos reflejan la importancia de considerar en el mismo problema los costos de reducción de pérdidas de energía, ahorro de compra de energía y valor de los AE, ya que su inclusión permite obtener un mejor beneficio financiero para el OR, lo cual se traduce en un adecuado equilibrio técnico y económico en la solución del problema.

- Los dispositivos almacenadores de energía permiten mejorar las condiciones operativas de la red de distribución tales como tensiones nodales, reducir las corrientes por los elementos, bajar el nivel de pérdidas, y reducir el importe de energía desde la red hacia las cargas, entre otras.
- De la metodología implementada se observa que debido a los altos costos de inversión que presentan los dispositivos de almacenamiento, se debe formular el problema de optimización en un horizonte de planeamiento de varios años para poder apreciar los beneficios económicos que trae consigo la implementación de estos elementos. Para esto se utiliza un periodo correspondiente a la vida útil de los AE.
- Dentro del problema, se observa que aunque los AE disminuyen tanto el costo de las pérdidas como el costo de compra de energía en la red, este segundo término pesa mucho más dentro de la función objetivo que el primero. Lo anterior se da debido a que los dispositivos de almacenamiento permiten acumular la energía en las horas en que el precio es más económico y entregarla a la red en las horas en las que el precio es más costoso, dando así una flexibilidad a la red que no podría tener sin los almacenadores.

5.2. Trabajos futuros

- Incluir generación distribuida en conjunto con los almacenadores de energía para mejorar las condiciones operativas de las redes de distribución.
- Considerar una relación no lineal entre los costos de inversión en almacenadores y la potencia o energía de los mismos, es decir, considerar por separado los costos unitarios de energía y potencia.
- Considerar el beneficio económico de retrasar inversiones, tanto en distribución, transmisión y generación debido a la integración de AE en redes eléctricas.
- Considerar que los AE son de propiedad diferente al OR. Dentro del contexto del marco regulatorio, en algunos mercados eléctricos frente al tema de almacenamiento, se permite que dichos dispositivos participen como un actor adicional. Bajo esta situación, el sistema de almacenamiento podría comprar y/o vender energía aprovechando la diferencia entre precios para comprar energía en las horas de menor consumo (o precio) y venderla en horas de mayor consumo (donde su precio es mayor).

Bibliografía

- [1] Nick, M., Hohmann, M., Cherkaoui, R., & Paolone, M. (2013, June). Optimal location and sizing of distributed storage systems in active distribution networks. In *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble* (pp. 1-6). IEEE.
- [2] Ter-Gazarian, A. G. (1994). *Energy storage for power systems* (No. 6). Iet.
- [3] Maly, D. K., & Kwan, K. S. (1995). Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming. *IEE Proceedings-Science, Measurement and Technology*, 142(6), 453-458
- [4] Lo, C. H., & Anderson, M. D. (1999). Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(3), 824-829.
- [5] Chacra, F. A., Bastard, P., Fleury, G., & Clavreul, R. (2005). Impact of energy storage costs on economical performance in a distribution substation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 684-691.
- [6] Oudalov, A., Chartouni, D., & Ohler, C. (2007). Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3), 1259-1266.
- [7] Oudalov, A., Cherkaoui, R., & Beguin, A. (2007, July). Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. In *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne* (pp. 621-625). IEEE.
- [8] Wang, X. Y., Vilathgamuwa, D. M., & Choi, S. S. (2008). Determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(3), 868-878.
- [9] Brown, P. D., Lopes, J. P., & Matos, M. A. (2008). Optimization of pumped storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration. *IEEE Transactions on Power systems*, 23(2), 523-531.
- [10] Mercier, P., Cherkaoui, R., & Oudalov, A. (2009). Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1469-1477.
- [11] Abbey, C., & Joós, G. (2009). A stochastic optimization approach to rating of energy storage systems in wind-diesel isolated grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1), 418-426.
- [12] Atwa, Y. M., & El-Saadany, E. F. (2010). Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(4), 1815-1822.

- [13] Carpinelli, G., Mottola, F., Proto, D., & Russo, A. (2010, September). Optimal allocation of dispersed generators, capacitors and distributed energy storage systems in distribution networks. In *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium* (pp. 1-6). IEEE.
- [14] Chen, C., Duan, S., Cai, T., Liu, B., & Hu, G. (2011). Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(10), 2762-2773
- [15] Zillmann, M., Yan, R., & Saha, T. K. (2011, July). Regulation of distribution network voltage using dispersed battery storage systems: A case study of a rural network. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE* (pp. 1-8). IEEE.
- [16] Makarov, Y. V., Du, P., Kintner-Meyer, M. C., Jin, C., & Illian, H. F. (2012). Sizing energy storage to accommodate high penetration of variable energy resources. *IEEE Transactions on sustainable Energy*, 3(1), 34-40.
- [17] Nick, M., Hohmann, M., Cherkaoui, R., & Paolone, M. (2012, October). On the optimal placement of distributed storage systems for voltage control in active distribution networks. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on* (pp. 1-6). IEEE.
- [18] Guacaneme, Javier A., Velasco, David, & Trujillo, César L. (2014). Review of characteristics of energy storage systems for microgrid applications. *Información tecnológica*, 25(2), 175-188.
- [19] Garces, A., Correa, C. A., & Bolaños, R. (2014, September). Optimal operation of distributed energy storage units for minimizing energy losses. In *Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES* (pp. 1-6). IEEE.
- [20] Byrne, R. H., Trudnowski, D. J., Neely, J. C., Elliott, R. T., Schoenwald, D. A., & Donnelly, M. K. (2014, July). Optimal locations for energy storage damping systems in the Western North American interconnect. In *PES General Meeting/ Conference & Exposition, 2014 IEEE* (pp. 1-5). IEEE.
- [21] Grisales Noreña, L. F. (2015). *Diseño y operación de sistemas de distribución bajo un ambiente de redes inteligentes* (Master's thesis, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira).
- [22] Grisales, L. F., Grajales, A., Montoya, O. D., Hincapie, R. A., Granada, M., & Castro, C. A. (2017). Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using multi-objective approach. *IEEE Latin America Transactions*, 15(6), 1084-1090.
- [23] R. J. Kerestes, G. F. Reed, and A. R. Sparacino, "Determination of the installation site and optimal capacity of the battery energy storage system for load leveling," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 11, no. 1, pp. 162-167, Mar. 1996
- [24] D. Manz, R. Piwko, and N. Miller, "Look Before You Leap: The Role of Energy Storage in the Grid," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 75-84, Jul. 2012.

- [25] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
- [26] S. O. Geurin, A. K. Barnes, and J. C. Balda, "Smart grid applications of selected energy storage technologies," in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012, pp. 1–8.
- [27] R. Hidalgo, C. Abbey, and G. Joós, "A review of active distribution networks enabling technologies," in *IEEE PES General Meeting*, 2010, pp. 1–9.
- [28] D. Rastler, "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits," 2010.
- [29] Dunn, B., Kamath, H., & Tarascon, J. M. (2011). Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science*, 334(6058), 928-935.
- [30] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, "A review of energy storage technologies for wind power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012.
- [31] Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008). Energy storage systems—characteristics and comparisons. *Renewable and sustainable energy reviews*, 12(5), 1221-1250.
- [32] The Scottish Government website, <http://www.scotland.gov.uk/Publications/2010/10/28091356/4> [accessed 13.04.2017].
- [33] Divya KC, Ostergaard J. Battery energy storage technology for power systems-An overview. *Electric Power Systems Research* 2009; 79:511-20.
- [34] Mac-Clure Brintrup, B. (2014). Dimensionamiento y localización óptima de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución. Pag. 14. Disponible en <http://www.repositorio.uchile.cl/handle/2250/116130>.
- [35] T. M. Masaud, K. L. K. Lee, and P. K. Sen, "An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?," *North Am. Power Symp. NAPS* 2010, pp. 1–6, 2010.
- [36] D. Rastler, "Electricity Energy Storage Technology Options: System Cost Benchmarking," 2012. [Online]. Available: <http://www.iphe.net/>. [Accessed: 18-Apr-2017].
- [37] P.C. Chu, Beasley, J.E. A Genetic Algorithm for the Generalized Assignment Problem. *Computers Operations Research*, 24(1), pp 17-23, 1997.
- [38] Baran, M. E., & Wu, F. F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power delivery*, 4(2), 1401-1407.
- [39] Baran, M. E., & Wu, F. F. (1989). Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on power Delivery*, 4(1), 725-734.

Apéndice

A1. Datos del sistema IEEE 33 Nodos

A continuación se presenta la información del sistema IEEE 33 nodos, donde R y X representan la resistencia y reactancia de cada línea, y P y Q las cargas activas y reactivas de los nodos de recibo. La potencia y el voltaje base son: 1 MVA y 12.66 kV.

Tabla A.1. Sistema IEEE 33 nodos

Nodo inicial	Nodo final	R (p.u.)	X (p.u.)	P (p.u.)	Q (p.u.)
1	2	0.000575	0.000298	0.10	0.06
2	3	0.003076	0.001567	0.09	0.04
3	4	0.002284	0.001163	0.12	0.08
4	5	0.002378	0.001211	0.06	0.03
5	6	0.005110	0.004411	0.06	0.02
6	7	0.001168	0.003861	0.20	0.10
7	8	0.010678	0.007706	0.20	0.10
8	9	0.006426	0.004617	0.06	0.02
9	10	0.006489	0.004617	0.06	0.02
10	11	0.001245	0.000406	0.04	0.03
11	12	0.002336	0.000772	0.06	0.03
12	13	0.009159	0.007206	0.06	0.03
13	14	0.003379	0.004448	0.12	0.08
14	15	0.003687	0.003282	0.06	0.01
15	16	0.004656	0.003400	0.06	0.02
16	17	0.008042	0.010738	0.06	0.02
17	18	0.004567	0.003581	0.09	0.04
2	19	0.001023	0.000976	0.09	0.04
19	20	0.009385	0.008457	0.09	0.04
20	21	0.002555	0.002985	0.09	0.04
21	22	0.004423	0.005848	0.09	0.04
3	23	0.002815	0.001924	0.09	0.05
23	24	0.005603	0.004424	0.42	0.20
24	25	0.005590	0.004374	0.42	0.20
6	26	0.001267	0.000645	0.06	0.02
26	27	0.001773	0.000903	0.06	0.02
27	28	0.006607	0.005826	0.06	0.02
28	29	0.005018	0.004371	0.12	0.07
29	30	0.003166	0.001613	0.20	0.60
30	31	0.006080	0.006008	0.15	0.07
31	32	0.001937	0.002258	0.21	0.10
32	33	0.002128	0.003308	0.06	0.04

A2. Datos del sistema IEEE 69 Nodos

A continuación se presenta la información del sistema IEEE 66 nodos, donde R y X representan la resistencia y reactancia de cada línea, y P y Q las cargas activas y reactivas de los nodos de recibo. La potencia y el voltaje base son: 10 MVA y 12.66 kV.

Tabla A.2. Sistema IEEE 66 nodos

Nodo Inicial	Nodo Final	R (p.u.)	X (p.u.)	P (p.u.)	Q (p.u.)
1	2	0.000031	0.000075	0.00000	0.00000
2	3	0.000031	0.000075	0.00000	0.00000
3	4	0.000094	0.000225	0.00000	0.00000
4	5	0.001566	0.001834	0.00000	0.00000
5	6	0.022836	0.011630	0.00026	0.00022
6	7	0.023778	0.012110	0.00404	0.00300
7	8	0.005753	0.002932	0.00750	0.00540
8	9	0.003076	0.001566	0.00300	0.00220
9	10	0.051099	0.016890	0.00280	0.00190
10	11	0.011680	0.003862	0.01450	0.01040
11	12	0.044386	0.014668	0.01450	0.01040
12	13	0.064264	0.021213	0.00080	0.00055
13	14	0.065138	0.021525	0.00080	0.00055
14	15	0.066011	0.021812	0.00000	0.00000
15	16	0.012266	0.004056	0.00455	0.00300
16	17	0.023360	0.007724	0.00600	0.00350
17	18	0.000293	0.000100	0.00600	0.00350
18	19	0.020440	0.006757	0.00000	0.00000
19	20	0.013140	0.004343	0.00010	0.00006
20	21	0.021313	0.007044	0.01140	0.00810
21	22	0.000873	0.000287	0.00053	0.00035
22	23	0.009927	0.003282	0.00000	0.00000
23	24	0.021607	0.007144	0.00280	0.00200
24	25	0.046720	0.015442	0.00000	0.00000
25	26	0.019273	0.006370	0.00140	0.00100
26	27	0.010806	0.003569	0.00140	0.00100
3	28	0.000275	0.000674	0.00260	0.00186
28	29	0.003993	0.009764	0.00260	0.00186
29	30	0.024820	0.008205	0.00000	0.00000
30	31	0.004380	0.001448	0.00000	0.00000
31	32	0.021900	0.007238	0.00000	0.00000
32	33	0.052347	0.017570	0.00140	0.00100
33	34	0.106566	0.035227	0.00195	0.00140
34	35	0.091967	0.030404	0.00060	0.00040
3	36	0.000275	0.000674	0.00260	0.00185
36	37	0.003993	0.009764	0.00260	0.00185
37	38	0.006570	0.007674	0.00000	0.00000
38	39	0.001897	0.002215	0.00240	0.00170
39	40	0.000112	0.000131	0.00240	0.00170
40	41	0.045440	0.053090	0.00012	0.00010
41	42	0.019342	0.022605	0.00000	0.00000
42	43	0.002558	0.002982	0.00060	0.00043
43	44	0.000574	0.000724	0.00000	0.00000

44	45	0.006795	0.008566	0.00392	0.00263
45	46	0.000056	0.000075	0.00392	0.00263
4	47	0.000212	0.000524	0.00000	0.00000
47	48	0.005310	0.012996	0.00790	0.00564
48	49	0.018081	0.044243	0.03847	0.02745
49	50	0.005129	0.012547	0.03847	0.02745
8	51	0.005790	0.002951	0.00405	0.00283
51	52	0.020708	0.006951	0.00036	0.00027
9	53	0.010856	0.005528	0.00043	0.00035
53	54	0.012666	0.006451	0.00264	0.00190
54	55	0.017732	0.009028	0.00240	0.00172
55	56	0.017551	0.008941	0.00000	0.00000
56	57	0.099204	0.033299	0.00000	0.00000
57	58	0.048897	0.016409	0.00000	0.00000
58	59	0.018980	0.006277	0.01000	0.00720
59	60	0.024090	0.007312	0.00000	0.00000
60	61	0.031664	0.016128	0.00000	0.00000
61	62	0.006077	0.003095	0.00320	0.00230
62	63	0.009047	0.004605	0.00000	0.00000
63	64	0.044330	0.022580	0.02270	0.01620
64	65	0.064951	0.033081	0.00590	0.00420
65	66	0.012553	0.003812	0.00180	0.00130
66	67	0.000293	0.000087	0.00180	0.00130
67	68	0.046133	0.015249	0.00280	0.00200
68	69	0.000293	0.000100	0.00280	0.00200